



**RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE**

*Liberté
Égalité
Fraternité*

Les carburants de synthèse pour les secteurs aérien et maritime

SEPTEMBRE 2026

Éric **GARANDEAU**
Basile **PFEIFFER**
Floriane **VAN DEN HOVE**

Philippe **GRATADOUR**
Mario **PAIN**
Hanitra **RAKOTOARISON**

IGF

INSPECTION GÉNÉRALE DES FINANCES



INSPECTION GÉNÉRALE
DES
FINANCES

N° 2025-E-061-03

INSPECTION GÉNÉRALE DE
L'ENVIRONNEMENT ET DU
DÉVELOPPEMENT DURABLE

N° 016340-01

RAPPORT

LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE POUR LES SECTEURS AÉRIEN ET MARITIME

Établi par

BASILE PFEIFFER
Inspecteur des finances

FLORIANE VAN DEN HOVE
Inspectrice des finances

Sous la supervision de
ÉRIC GARANDEAU
Inspecteur général des
finances

PHILIPPE GRATADOUR
Inspecteur général

MARIO PAIN
Inspecteur général

HANITRA RAKOTOARISON
Inspectrice

- SEPTEMBRE 2026 -

SYNTHÈSE

Les émissions du **transport aérien** représentent 2,5 % des émissions mondiales de CO₂. La décarbonation de ce secteur repose sur plusieurs leviers : l'utilisation de carburants d'aviation durables (CAD) en substitution du kérosène fossile, l'amélioration de l'efficacité énergétique des aéronefs, et la maîtrise de la demande. Les CAD représentent un tiers de l'effort prévu par la feuille de route nationale du secteur.

Les CAD sont issus de plusieurs filières, formant un continuum depuis les bioCAD actuels jusqu'aux e-CAD (ou carburants dit « de synthèse »), ces derniers étant produits à partir d'électricité, de CO₂ et d'eau. Les coûts de production des e-CAD devraient représenter sept à onze fois le prix du kérosène fossile en 2025.

Le règlement européen ReFuelEU Aviation, adopté en 2023, fixe des obligations d'incorporation de CAD dans le carburant distribué dans les aéroports de l'Union européenne (UE). Il inclut une sous-obligation spécifique pour les e-CAD : le carburant distribué devra en intégrer 1,2 % en 2030, 2 % en 2032, puis une trajectoire croissante jusqu'à 35 % en 2050.

Les obligations européennes vont entrer en vigueur alors même que la production est embryonnaire. La mission a identifié près de 80 projets de production d'e-CAD à l'échelle industrielle en Europe (3,1 Mt) mais aucun n'a passé le stade de la décision finale d'investissement (FID) au 1^{er} avril 2026. Au regard des délais de réalisation de tels projets, il est probable que la production soit insuffisante en 2030 et au moins jusqu'à 2032, par rapport aux volumes nécessaires pour remplir les obligations de ReFuelEU.

La production d'e-CAD nécessite des investissements considérables, de l'ordre de 1,5 à 2 Md€ pour un projet de 100 kt par an. Les compagnies pétrolières, metteurs à la consommation, pourtant assujetties au règlement, ne souhaitent pas investir sur ces technologies sur leurs fonds propres, les projets se montent donc en financement de projet avec des investisseurs et prêteurs qui attendent que les principaux risques soient couverts, en particulier ceux sur les débouchés commerciaux de la production.

Pourtant, la France possède des atouts pour accueillir la première génération de projets d'e-CAD, même si sa compétitivité à terme n'est pas garantie. En Europe, seuls les pays nordiques (Suède, Norvège, Finlande) sont plus compétitifs à court terme sur le coût de l'électricité. À terme, lorsque la filière sera plus mûre, la compétitivité de la production européenne n'est pas garantie, notamment par rapport à des pays bénéficiant de coûts de l'électricité renouvelable plus faibles.

Développer une filière nationale permettrait d'utiliser une partie des surcapacités électriques françaises, le gisement de CO₂ biogénique et de réduire notre dépendance extérieure aux produits pétroliers même si, avec les e-CAD, cette réduction resterait quantitativement limitée.

Du fait des surcoûts des e-CAD, leur production ne démarrera pas spontanément : elle est conditionnée à l'existence et à la crédibilité des obligations réglementaires ainsi qu'à un accompagnement complémentaire par la puissance publique. **La mission identifie alors deux axes de recommandations.**

Le premier axe tient à la crédibilité du cadre européen, en particulier ReFuelEU.

Dans l'ensemble, la filière perçoit des incertitudes liées à des exemples récents de révisions de réglementations environnementales de l'UE, une disponibilité limitée à l'échelle mondiale d'e-CAD pour répondre aux obligations d'incorporation en 2030, et l'existence d'une clause de revoyure du règlement en 2027, puis tous les quatre ans.

Une condition nécessaire à l'émergence d'une filière est la crédibilité de l'application de ReFuelEU. En particulier, le règlement prévoit des amendes dissuasives et non libératoires en cas de non-conformité. **La mission recommande d'alléger et d'assouplir les conditions de mise en œuvre de ces amendes** pour renforcer la crédibilité de leur application.

En outre, **les modalités d'application de ReFuelEU gagneraient à être plus flexibles** en :

- ◆ rendant possible le report d'une année sur l'autre des efforts faits au-delà de l'objectif ;
- ◆ confirmant le droit de remplir les objectifs au niveau européen et non individuellement pour chaque aéroport.

Pour la France, un enjeu important réside dans la possibilité pour les producteurs d'utiliser l'électricité nucléaire. Cette possibilité doit être confortée et si possible renforcée par la reconnaissance européenne des *power purchase agreement* (PPA) pour le nucléaire.

Le deuxième axe tient à la mise en place d'outils complémentaires de soutien ciblés sur des premiers projets de production d'e-CAD.

Le principal frein identifié pour l'obtention des FID est la sécurisation de contrats d'achat à long terme des e-CAD produits. **Une intervention publique ciblée sur les premiers projets pourrait apporter cette garantie via un dispositif de double enchère.**

L'option privilégiée pour la mise en place d'un tel dispositif est le niveau communautaire. La Commission européenne étudie la mise en place d'un tel dispositif, avec une enveloppe budgétaire limitée. La France pourrait soutenir, dans le cadre des négociations sur le cadre financier pluriannuel européen 2028-2034, la mise en place d'un dispositif plus important.

À défaut d'un dispositif crédible au niveau européen, un dispositif équivalent pourrait être mis en place au niveau national, à condition d'obtenir l'accord de la Commission pour limiter les enchères d'achat aux installations de production construites en France. Ce dispositif pourrait être financé par les amendes et un prélèvement de répartition sur les metteurs à la consommation.

En complément, des mécanismes de soutien direct ou de garanties aux investissements pourraient être mobilisés, couvrant un éventail de voies technologiques, en particulier la voie e-bioCAD qui offre des perspectives industrielles intéressantes. Au niveau national, la garantie de projets stratégiques (GPS) apparaît comme un outil adapté pour ce type de projets.

Pour le transport maritime, le règlement FuelEU Maritime prévoit également des objectifs ambitieux de baisse de l'intensité carbone mais offre plus de neutralité technologique et de flexibilité. En particulier, il ne fixe pas d'objectifs contraignants d'incorporation de carburants de synthèse à court terme. Dès lors, le développement de cette filière dépend des arbitrages de long terme des armateurs, les principaux ayant déjà engagé un effort d'adaptation de leur flotte en vue d'une potentielle incorporation future de ces carburants. Un éventuel soutien public à la production de carburants de synthèse apparaît donc comme un enjeu de moyen terme pour le secteur maritime, pour lequel pourront être tirés les enseignements de dispositifs mis en place pour le secteur aérien.

LISTE DES PROPOSITIONS

Proposition n° 1 : [SGAE, RPUE, DGEC] Faire adopter au niveau européen une proposition permettant la conclusion de PPA pour l'électricité nucléaire dès 2026, en avance par rapport au calendrier prévu.

Proposition n° 2 : [SGAE, DGAC] Porter la proposition d'une révision de l'article 12 du règlement ReFuelEU Aviation pour (i) rendre les amendes libératoires et (ii) réduire le montant minimal de l'amende à 1,2 fois le surcoût des carburants durables.

Proposition n° 3 : [SGAE, DGAC] Soutenir la mise en place dans ReFuelEU d'un mécanisme de mise en réserve permettant aux metteurs à la consommation de reporter un excédent annuel d'incorporation de CAD par rapport aux obligations sur les années suivantes.

Proposition n° 4 : [SGAE, RP UE] Demander à la Commission de clarifier les règles applicables à la qualification du carburant produit par les procédés e-bioCAD, pour garantir la comptabilisation d'une partie au moins de leur production comme des e-CAD au titre de ReFuelEU.

Proposition n° 5 : [SGAE, DG Trésor] Soutenir le financement d'un système de double enchère européen pour les e-CAD dans le cadre des négociations sur le cadre financier pluriannuel.

Proposition n° 6 : [SGAE, RPUE, DGEC] Dans le cas de la mise en œuvre d'un mécanisme européen de double enchère pour les e-CAD, soutenir la possibilité de recourir à une enchère en tant que service (*AaaS*) pour soutenir des projets français.

Proposition n° 7 : [DGAC, DGEC, SGAE] À défaut d'un dispositif opérationnel au niveau européen d'ici fin 2026, notifier à la Commission européenne un dispositif de double enchère au niveau national pour garantir les débouchés de deux projets, financé par une partie du produit des amendes et une contribution répartie sur les metteurs à la consommation.

Proposition n° 8 : [DG Trésor, BpiFrance] Selon les enveloppes disponibles et l'analyse réalisée projet par projet par les services de l'État compétents, mobiliser la garantie des projets stratégiques (GPS) sur des projets de e-CAD, couvrant plusieurs voies technologiques.

Proposition n° 9 : [DG Trésor, DGAC, DGEC, SGAE] Poursuivre l'étude d'un mécanisme de SAF-BAM, pour une mise en œuvre potentielle à horizon 2035-2040.

Proposition n° 10 : [DGEC, DGAMPA] Aligner les sous-objectifs d'incorporation de carburants de synthèse maritimes prévus dans le mécanisme d'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) sur les cibles du règlement FuelEU Maritime.

SOMMAIRE

INTRODUCTION.....	1
1. LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE SONT INDISPENSABLES À LA DÉCARBONATION DU SECTEUR AÉRIEN MAIS LA FILIÈRE NE DÉCOLLERA PAS SPONTANÉMENT ...	2
1.1. L'aviation aura besoin de carburants de synthèse pour atteindre ses objectifs climatiques.....	2
1.2. Les premières obligations européennes relatives aux e-CAD interviennent alors même que l'offre industrielle reste embryonnaire	4
1.3. Le principal blocage est économique : des projets très capitalistiques, énergivores et coûteux.....	6
2. LA FRANCE DISPOSE D'ATOUTS POUR UNE PREMIÈRE GÉNÉRATION DE PROJETS, SOUS RÉSERVE D'UN CADRE EUROPÉEN STABLE ET CRÉDIBLE.....	8
2.1. La France peut accueillir les premiers projets grâce à son mix électrique, la disponibilité de gisements de CO ₂ biogénique et sa base industrielle.....	8
2.2. Une production de carburants de synthèse en France contribuerait à réduire la dépendance énergétique et à créer des opportunités industrielles	10
2.3. L'avantage de la production française n'est pas garanti sur le long terme	10
2.4. Une condition nécessaire d'émergence de la filière est la crédibilité du cadre réglementaire et notamment de ReFuelEU.....	12
3. LA PRIORITÉ DOIT ÊTRE DE SÉCURISER LE CADRE RÉGLEMENTAIRE, MAIS DES OUTILS PUBLICS COMPLÉMENTAIRES PEUVENT ÊTRE CIBLÉS SUR LES PREMIERS PROJETS.....	14
3.1. Rendre le cadre réglementaire plus lisible et plus souple à objectifs constants	14
3.2. Privilégier d'abord les instruments européens de structuration du marché.....	17
3.3. Réserver au niveau national un soutien ciblé aux premiers projets français	19
3.4. Passé l'amorçage de la filière, se concentrer sur des dispositifs corrigeant d'éventuelles distorsions de concurrence	21
4. LE DÉVELOPPEMENT DES CARBURANTS DE SYNTHÈSE POUR LE MARITIME SERA LIMITÉ À COURT TERME, LE SOUTIEN AU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE SE POSANT PLUTÔT À MOYEN TERME	23
4.1. Le cadre européen applicable au maritime est plus flexible, avec des objectifs non contraignants d'incorporation de carburants de synthèse jusqu'en 2034 au moins.....	23
4.2. À horizon 2035, les carburants de synthèse devraient jouer un rôle limité dans la stratégie de décarbonation du secteur maritime.....	25
4.3. La question du soutien à une filière de production de carburants de synthèse pour le maritime se pose plutôt à moyen terme	27
CONCLUSION.....	28

INTRODUCTION

Par lettre en date du 30 juin 2025, les ministres chargés de la transition écologique, des comptes publics, de l'énergie et des transports ont saisi les inspections générales des finances (IGF) et de l'environnement et du développement durable (IGEDD) pour réaliser une mission d'évaluation sur le développement des carburants de synthèse pour les secteurs maritime et aérien.

Lancée fin novembre 2025, la mission s'est appuyée sur :

- ◆ près de 80 entretiens : administrations, porteurs de projets, entreprises des secteurs aérien, maritime et de l'énergie, ou encore personnalités qualifiées ;
- ◆ une analyse de la littérature sur le domaine ;
- ◆ des analyses comparatives menées par des services économiques de la direction générale du Trésor ;
- ◆ une expertise de la direction des affaires juridiques (DAJ) du ministère chargé de l'économie.

La mission a poursuivi trois objectifs :

- ◆ détailler les freins économiques et juridiques au développement d'une filière de carburants de synthèse. En lien avec le cadrage fourni par les cabinets commanditaires, la mission a concentré ses analyses sur le secteur aérien, pour lequel les enjeux sont les plus importants à court terme ;
- ◆ évaluer les atouts de la France au regard de la compétition internationale et les opportunités que représenterait le développement national de cette filière ;
- ◆ proposer des outils de politique publique et des modifications réglementaires ciblés pour encourager le développement de cette filière. Le texte encadrant l'incorporation de carburants de synthèse pour l'aérien étant de niveau européen, plusieurs recommandations de la mission consistent en des positions que la France pourrait porter auprès des instances communautaires.

Ce rapport est complété par cinq annexes détaillant les axes d'analyse développés par la mission lors de ses travaux. Deux notes d'analyse de la DAJ sont également annexées. Enfin, la liste des personnes rencontrées et la lettre de mission sont également jointes à ce rapport.

1. Les carburants de synthèse sont indispensables à la décarbonation du secteur aérien mais la filière ne décollera pas spontanément

1.1. L'aviation aura besoin de carburants de synthèse pour atteindre ses objectifs climatiques

Le secteur aérien est un secteur difficile à décarboner. Celui-ci est responsable d'environ 2,5 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES), mais sa contribution au changement climatique pourrait être supérieure, de l'ordre de 4 % de l'augmentation annuelle globale du forçage radiatif, du fait des effets « non CO₂ »¹. Son impact est croissant car le trafic augmente (+2,7 % par an entre 2014 et 2024 au niveau européen) sans que les améliorations d'efficacité énergétique (environ 1,4 % par an) ne compensent. La décarbonation de son énergie ne peut s'appuyer ni sur l'électrification (pour des raisons de masse embarquée), ni sur l'utilisation directe de l'hydrogène (technologiquement non mûre). Au total, les émissions du secteur ont cru de 106 % entre 1990 et 2023 au niveau de l'Union européenne (UE), tandis que les émissions totales ont diminué de 37 %².

Les carburants d'aviation durable (CAD), d'origine non-fossile, sont une solution pour réduire les émissions de GES. Ils présentent l'avantage de pouvoir se substituer progressivement au kérosène d'origine fossile dans le carburant chargé à bord des avions, sans nécessiter un changement de flotte ou de motorisation. Plusieurs voies sont possibles pour produire des CAD, présentées de manière synthétique dans le tableau 1. Actuellement, la production est issue presque exclusivement des filières Esters et acides gras hydrotraités (HEFA) et huiles végétales hydrotraitées (HVO)³.

La combustion des CAD rejette aussi des GES dans l'atmosphère mais, dès lors que ceux-ci ont été produits avec des procédés permettant de capter du carbone en amont, les émissions sur l'ensemble du cycle de vie peuvent être réduites de l'ordre de 70 à 95 % (cf. annexe III).

Les carburants dits « de synthèse » (e-CAD) sont majoritairement produits avec de l'électricité bas carbone, du CO₂ et de l'eau. Le bilan carbone sur l'ensemble du cycle de vie des e-CAD dépend des sources d'électricité et de carbone utilisées : les projets en développement en France produiraient un carburant avec une empreinte carbone réduite de l'ordre de 70 à 80 % par rapport au kérosène fossile⁴.

¹ Source : Klöwer et al. (2021), « *Quantifying aviation's contribution to global warming* », *Environmental Research Letters*. Les effets « non CO₂ » incluent les effets des traînées de condensation persistantes et les émissions d'autres gaz que le CO₂ (oxyde d'azote, soufre, composés organiques volatiles, etc.). La quantification précise de leur impact sur le changement climatique reste l'objet de recherches.

² Source : calcul mission d'après données Eurostat. La tendance des émissions du secteur aérien inclut ici les vols internationaux.

³ 82 % des CAD approvisionnés dans l'UE en 2024 étaient produits à partir d'huiles usagées, et 17 % à partir de graisses animales. Les autres catégories de bioCAD représentaient environ 1 % de l'offre européenne. Source : AESA, rapport annuel sur les CAD, octobre 2025.

⁴ Source : mission d'après les données des porteurs de projet. Voir aussi Observatoire français des e-fuels, « Faire dès maintenant de la France un champion européen des e-fuels pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde », rapport 2024.

Rapport

Tableau 1 : Catégories de carburants d'aviation durables

Voie technologie	Intrants principaux	Sous-voies possibles	Qualification au sens de ReFuelEU	Coût de production de référence en 2025 (€/t) ⁵
Biocarburants (bioCAD)	Huiles végétales ou graisses animales	- Huiles végétales hydrotraitées (HVO) - Esters et acides gras hydrotraités (HEFA)	Biocarburant	1 630
Biocarburants avancés (bioCAD avancés)	Déchets et résidus agricoles ou sylvicoles	<i>Biomass-to-liquid</i> (BtL) <i>Ethanol-to-jet</i> (EtJ) <i>Alcool-to-jet</i> (AtJ)	Biocarburant	2 760
E-biocarburants (e-bioCAD)	Déchets agricoles et forestiers, hydrogène (électricité)	Enrichissement d'un procédé de biocarburants par voie électrolytique	En partie biocarburant et en partie carburant de synthèse	~ 5 000
E-carburants (e-CAD)	Hydrogène (électricité) et CO ₂ biogénique ou capté dans l'atmosphère	<i>Reverse Water Gas Shift – Fischer-Tropsch</i> (RWGS-FT) <i>eMethanol-to-jet</i> (eMtJ)	Carburant de synthèse	7 520

Source : Mission et AESA.

Le secteur aérien mise largement sur les CAD pour se décarboner : au niveau international, l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) a adopté un cadre mondial pour les CAD en 2023, avec l'objectif de réduire de 5 % les émissions de GES entre 2023 et 2030 en utilisant des CAD. Au niveau national, la feuille de route de décarbonation de la filière, adoptée en 2023⁶, prévoit que les CAD devront contribuer à près de la moitié de la baisse des émissions du secteur aérien (41 à 47 % de la baisse entre 2018 et 2050, selon le périmètre retenu – domestique ou international - et le scénario) et environ un tiers de l'effort de décarbonation en termes d'émissions nettes. L'autre levier principal est la modernisation de la flotte d'aéronefs, qui permet des gains d'efficacité dans la consommation de carburants. La troisième stratégie nationale bas carbone française (SNBC 3), publiée en décembre 2025, repose également sur une trajectoire ambitieuse de développement des CAD, qui représenteraient 85 % du mix de carburant en 2050.

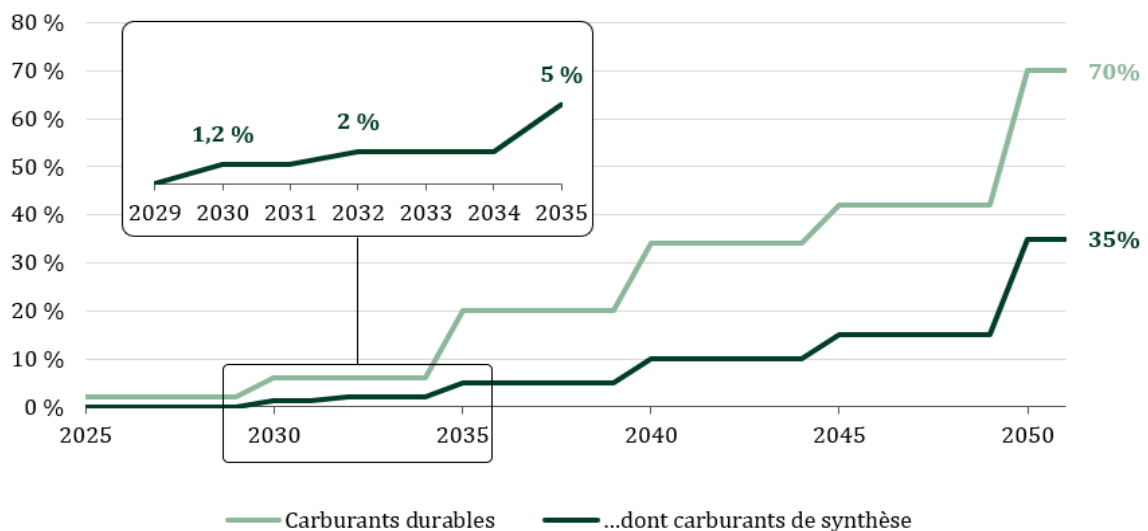
⁵ Source : AESA, « 2025 Aviation fuels reference prices for ReFuelEU Aviation », février 2026. Le coût de production de référence pour les e-bioCAD a été estimé à titre indicatif par la mission comme la moyenne du prix des e-CAD et des bioCAD avancés.

⁶ Feuille de route de décarbonation de l'aérien, établie en application de l'article L301 de la loi Climat et résilience.

1.2. Les premières obligations européennes relatives aux e-CAD interviennent alors même que l'offre industrielle reste embryonnaire

Le règlement européen ReFuelEU Aviation de 2023⁷ fixe, sous peine d'amendes, des obligations d'incorporation de CAD et de e-CAD, exprimées en proportion du carburant mis à la consommation dans les aéroports de l'UE. Ces parts minimales sont croissantes entre 2025 et 2050, avec plusieurs paliers successifs (cf. graphique 1). À compter de 2030, le règlement prévoit un minimum de 6 % de CAD, dont 1,2 % de carburants de synthèse. Ce faisant, il crée une demande pour des e-CAD dans l'UE, qui représenterait environ 0,6 Mt en 2030 et 19 Mt en 2050, en prenant des hypothèses de prolongation de tendance sur la consommation de carburant.

Graphique 1 : Obligations d'incorporation de carburants durables prévues par le règlement ReFuelEU Aviation



Source : Règlement ReFuelEU Aviation.

Dans le texte européen, l'intégration d'une sous-obligation spécifique pour les e-CAD à compter de 2030 répond à plusieurs logiques :

- ◆ ceux-ci auraient un potentiel de décarbonation important et consommeraient moins de ressource en eau que les bioCAD⁸ ;
- ◆ une production massive de bioCAD aurait un impact sur la ressource en biomasse, ce qui créerait une concurrence avec d'autres usages. Au niveau français, cette priorisation a été explicitée dans un tableau annexé à la SNBC 3, qui prévoit que le trafic aérien soit considéré comme non-prioritaire dans les usages de la biomasse⁹ ;

⁷ Règlement (UE) n° 2023/2405 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023.

⁸ Dans les considérants du règlement est indiqué que l'intégration de parts minimales pour les e-CAD « est nécessaire compte tenu du potentiel de décarbonation important de ces carburants d'aviation et de l'estimation actuelle de leurs coûts de production », et parce qu'ils « présentent des avantages notables par rapport à d'autres types de CAD en ce qui concerne l'utilisation efficace de ressources (en particulier pour les besoins en eau) ».

⁹ Dans la catégorie « usages énergétiques à développer raisonnablement et sous conditions ». Dans son avis rendu sur la SNBC3, le Haut conseil pour le climat considère même que la tension sur la mobilisation de la biomasse justifierait de « davantage contenir la hausse du trafic aérien aux horizons 2030 et 2050 » (Avis de mars 2026). À l'inverse, la filière aéronautique considère que l'aérien devrait être prioritaire dans l'utilisation de la biomasse, dans la mesure où celle-ci ne fait pas concurrence avec les usages agricoles et où d'autres secteurs jugés prioritaires peuvent se reposer sur d'autres solutions de décarbonation (cf. notamment la contribution de la filière à la concertation

- ♦ or, les e-CAD resteraient plus chers que les bioCAD¹⁰, donc leur adoption ne se fera pas spontanément (cf. 1.3).

À l'échelle mondiale, seuls l'Union européenne, la Norvège et le Royaume-Uni ont prévu une sous-obligation d'incorporation pour les e-CAD. Ce faisant, l'ensemble européen s'écarte de la logique de neutralité technologique.

Début 2026, aucune production d'e-CAD à l'échelle industrielle n'existe dans le monde et aucun projet à l'échelle n'a passé le stade de la décision finale d'investissement (*final investment decision* – *FID*). Seuls quelques projets pilotes sont en construction ou en exploitation dans le monde¹¹, et aucun en France.

En France, onze projets ont été annoncés, à la date de début 2026. Les quatre projets les plus avancés ont fait l'objet d'un soutien financier dans le cadre de France 2030, *via* l'appel à projet Carb'Aéro opéré par l'ADEME, pour financer les coûts des études de développement pré-FID, avec une enveloppe publique globale de 100 M€.

En théorie, les projets annoncés permettraient de couvrir largement les volumes nécessaires pour atteindre les objectifs européens. Au niveau mondial, 92 projets de production d'e-CAD ont été annoncés, pour un potentiel total de 5,9 Mt/an. Si les projets mondiaux dont la mise en service annoncée pour 2030 recensés par la mission devenaient opérationnels à cette date, la capacité mondiale de production atteindrait 2,6 Mt/an dès 2030. En Europe, les projets ayant annoncé une mise en service en 2030 représentent une capacité de production cumulée de 1,9 Mt/an, alors que 0,6 Mt/an seraient nécessaires pour remplir les obligations de ReFuelEU Aviation à cette échéance. Ce constat est également valable au niveau français (cf. tableau 2 et annexe I).

Tableau 2 : Volumes nécessaires au regard des obligations européennes et capacité de production d'e-CAD (en kt/an, selon les dates prévisionnelles de livraison)

		UE 27	France
2030	Volumes nécessaires pour ReFuelEU	580	80
	Capacités de production prévues	1 920	330
2032	Volumes nécessaires pour ReFuelEU	980	140
	Capacités de production prévues	2 870	756

Source : Mission.

Cependant, étant donné les incertitudes sur les décisions d'investissement et les délais, la mission considère peu probable qu'une production industrielle existe en 2030 et *a fortiori* soit suffisante. De fait, à part quelques exceptions, les projets annoncés sont en phase d'études préalables.

nationale sur l'énergie et le climat, décembre 2024). ¹⁰ L'étude d'impact du règlement ReFuelEU Aviation donne des ordres de grandeur de coûts des bioCAD sur la période 2020-2050 avec des plages très larges, entre moins de 1 000 €/t (hypothèses de production d'électricité en mer du Nord ou en Moyen-Orient) et plus de 5 000 €/t.

¹⁰ L'étude d'impact du règlement ReFuelEU Aviation donne des ordres de grandeur de coûts des bioCAD sur la période 2020-2050 avec des plages très larges, entre moins de 1 000 €/t (hypothèses de production d'électricité en mer du Nord ou en Moyen-Orient) et plus de 5 000 €/t.

¹¹ Deux projets aux États-Unis (jusqu'à 23 kt/an) et un projet en Allemagne (1,9 kt/an).

Pour la France, il faudrait qu'*a minima* deux projets soient en production pour subvenir aux besoins des metteurs à la consommation français en 2032, soit environ 140 000 t/an. Les projets français rencontrés par la mission ambitionnent d'obtenir une FID en 2026 ou en 2027. Or, au 1^{er} avril 2026, aucun projet en France n'était au stade de pouvoir transmettre un dossier complet à des financeurs. Une fois la FID atteinte, les délais de construction devraient représenter au moins trois à quatre ans (avec des risques de délais supplémentaires). Le démarrage des usines nécessite également une phase de montée en charge progressive pouvant atteindre deux ans.

Ainsi, le scénario le plus probable est celui d'une insuffisance de la production européenne pour remplir les obligations de ReFuelEU relatives aux e-CAD en 2030 et jusqu'en 2032-2033. La production mondiale pourrait également être marginale à cette échéance ou ne pas répondre aux critères européens.

L'incertitude de la filière autour de la « première marche » pour les e-CAD en 2030 s'accompagne d'incertitudes sur la capacité à atteindre les seuils suivants pour les e-CAD, avec des « marches » de 5 points de pourcentage (pp) en 2040 et en 2045 et une marche de 20 pp en 2050 - la part minimale passant de 15 à 35 %.

Par ailleurs, pour les bioCAD, les filières HEFA et HVO sont compétitives en termes de prix, se développent au niveau mondial¹² et permettent de répondre aux premiers paliers des obligations, mais elles devraient se heurter aux limites de la ressource utilisée, les rendant ainsi insuffisantes pour remplir les obligations à compter de 2035. Or, les bioCAD avancés sont plus chers, et le rythme de développement pour ces produits est donc aussi incertain : la demande dépendra des obligations européennes sur l'aérien mais également de mesures de décarbonation d'autres secteurs et/ou mises en œuvre dans d'autres pays. **Le développement de projets de bioCAD avancés se heurte ainsi à des freins proches de celui de e-CAD.**

Du fait de l'incertitude sur la possibilité de remplir les obligations, une partie des acteurs adoptent une posture attentiste. En particulier, le règlement ReFuelEU s'applique aux metteurs à la consommation, c'est-à-dire pour l'essentiel les fournisseurs de kérosène, mais pour autant **les grandes compagnies pétrolières ne se sont que peu positionnées sur le financement de projets d'e-CAD.** Ces acteurs ont pourtant investi dans la production de bioCAD, mais la production de bioCAD avancés et d'e-CAD reposent sur des procédés technologiques différents et ne peut pas se faire dans des raffineries traditionnelles reconverties. En outre, peu de compagnies aériennes ont à ce jour signé des contrats d'approvisionnement en e-CAD (cf. 1.3).

1.3. Le principal blocage est économique : des projets très capitalistiques, énergivores et coûteux

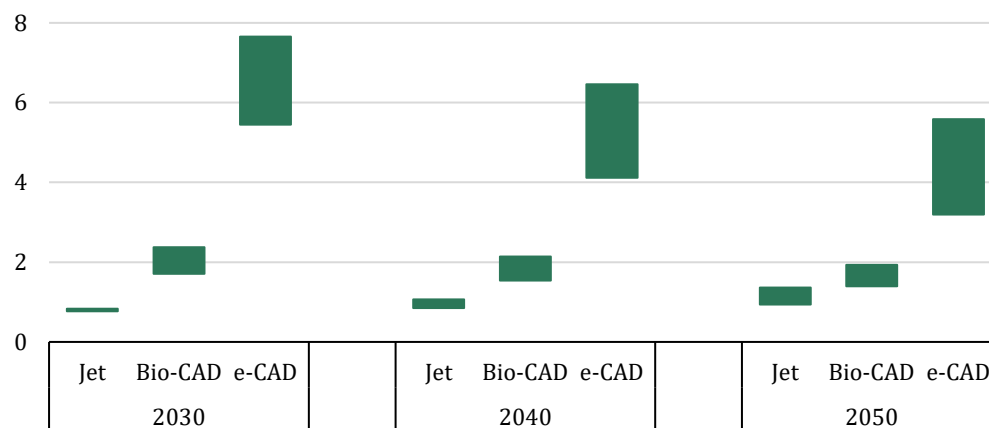
Les e-CAD ne représentent pas une option économiquement viable par rapport au kérosène fossile ou aux bioCAD, et ce y compris à horizon 2050. Pour la première génération de projets, les coûts de production d'e-CAD devraient en effet être compris entre 5 000 à 8 000 €/2025/tonne, soit sept à onze fois le prix du kérosène fossile en 2025, et quatre à six fois le prix du kérosène constaté début avril 2026, pendant le conflit au Moyen-Orient¹³. Même dans le cas d'une aggravation de la crise énergétique liée à ce conflit, les e-CAD ne seraient ainsi pas une option rentable de substitution au kérosène fossile.

¹² En 2024, 31 % des bioCAD alimentant le marché européen était produit à partir de biomasse issue de l'UE, et 69 % de biomasse provenant de l'extérieur de l'UE.

¹³ D'après l'AESA, le prix de référence du kérosène était de 640 €/t en 2025. Au 6 avril 2026, le jet kérosène s'échangeait à 1 606 \$/t en Europe d'après l'IATA, et le taux de change €/€ était de 1,17, d'après la Banque centrale européenne, soit un prix du kérosène de près de 1 370 €/t.

Le coût élevé des e-CAD s'explique par la nécessité de produire de l'hydrogène, opération énergétiquement coûteuse. L'équation serait différente si on pouvait produire des e-CAD à partir d'hydrogène naturel¹⁴. En l'absence d'hydrogène naturel disponible, la production d'e-CAD restera plus chère que l'exploitation des énergies fossiles ou que les biocarburants à horizon 2050, même si des progrès technologiques sont envisageables, notamment sur la brique de l'électrolyse de l'eau, permettant de faire diminuer les coûts de production de l'ordre de 30 à 40 % d'ici 2050 (cf. graphique 2 et annexe II).

Graphique 2 : Projections des coûts du kérosène (jet), des bioCAD et des e-CAD en 2030, 2040 et 2050 (en k€₂₀₂₅/tonne)



Source : Modélisations mission.

Les projets de production de e-CAD sont fortement capitalistiques : un projet de production de 100 kt par an nécessite un investissement de l'ordre de 2 Md€. Au total, l'investissement initial (y compris le coût du financement) représenterait de l'ordre de 41 à 46 % du coût complet de production, calculé sur une période de 15 ans. L'autre principal poste de coût est l'électricité, qui représente entre 33 et 39 % du coût complet du carburant produit (cf. annexe II).

La réalisation de ces projets repose sur des financeurs externes, dans la mesure où les compagnies pétrolières ne souhaitent pas investir de capitaux propres dans ces projets. Certains projets sont adossés à des grandes entreprises énergétiques (en France, EDF ou Engie), mais la plupart sont portés par des start-up et reposent donc intégralement sur des financeurs externes (fonds d'investissement en capitaux propres et banques).

Les financeurs exigent une maîtrise de l'ensemble des risques : risques technologiques, risques d'exécution (délais, surcoûts, ruptures d'approvisionnement), risques réglementaires, disponibilité et coût des intrants et incertitudes sur les débouchés en volume et prix. Les projets de production sont perçus comme des projets globalement risqués, étant donné que cette filière n'existe pas encore. Le financement des premiers projets reposera pour une part importante sur des fonds en capitaux propres, avec un coût global de financement élevé.

¹⁴ À la date de la mission, l'exploitation de gisements d'hydrogène naturel est en cours d'examen sur plusieurs zones, dont l'Est de la France, mais le prélèvement d'hydrogène naturel reste une option qui paraît plutôt envisageable à moyen-long terme.

La mission constate que le principal risque perçu par les financeurs est celui des débouchés. En effet, l'achat de carburants par les compagnies aériennes se fait à court terme, sur un marché « *spot* » qui connaît des variations de prix importantes. À la date de la mission, les compagnies aériennes se sont engagées sur des contrats long terme pour des bioCAD, mais elles ne se sont engagées que marginalement pour des e-CAD, et plutôt sur des partenariats amont que sur des contrats d'achat¹⁵. Or, les financeurs potentiels ont besoin, pour s'engager, de contrats fermes d'achat sur un horizon de dix à quinze ans, garantissant les débouchés en volume et en prix.

Le risque technologique existe également mais la production d'e-CAD repose sur des briques technologiques mûres : pour la voie RWGS-FT (cf. tableau 1), le procédé le moins mûr technologiquement est à un niveau de *Technological Readiness Level* (TRL) de 7 (sur une échelle allant jusqu'à 9), ce qui signifie que la technologie a démontré son fonctionnement sous forme de prototype de taille significative dans un environnement opérationnel. Les autres briques sont mûres à un niveau industriel. En revanche, l'assemblage de ces briques reste source d'incertitudes sur la performance globale de la chaîne de production.

Les risques sur l'approvisionnement des intrants apparaissent globalement maîtrisables mais certains projets sont dépendants de raccordements électriques et/ou à des sources de CO₂ biogéniques qui pourraient causer des délais supplémentaires.

2. La France dispose d'atouts pour une première génération de projets, sous réserve d'un cadre européen stable et crédible

2.1. La France peut accueillir les premiers projets grâce à son mix électrique, la disponibilité de gisements de CO₂ biogénique et sa base industrielle

Pour la production de carburants de synthèse, **la France dispose d'atouts importants pour produire la première génération d'e-CAD** au regard des prérequis de la réglementation européenne :

- ◆ **le mix électrique français est suffisamment décarboné** pour produire des carburants éligibles aux obligations européennes directement à partir de l'électricité du réseau. En Europe, les seuls autres pays dans cette situation sont le Danemark, la Suède, la Norvège et la Finlande. Dans les autres pays, la production de carburants de synthèse doit répondre au principe dit « d'additionnalité », qui implique de raccorder le projet à une nouvelle unité de production électrique ;
- ◆ les ressources en CO₂ biogénique apparaissent suffisantes pour l'amorçage d'une filière, même si le captage et le transport revêtent un caractère stratégique pour les premiers projets en l'absence d'une filière structurée (cf. annexe III) ;
- ◆ la production pourra trouver des débouchés localement, dans la mesure où la France est un marché important de consommation de kérosène en Europe (14 % de la consommation européenne en 2023) et dispose d'un hub aérien de premier plan avec Roissy Charles-de-Gaulle.

¹⁵ Seuls le groupe International Airlines Group (IAG) et United Airlines ont signé des contrats d'achat avec deux producteurs de e-CAD aux États-Unis, pour des volumes limités. Ce carburant ne sera pas éligible aux obligations de ReFuelEU et alimentera principalement le marché britannique.

Seuls les pays nordiques apparaissent mieux positionnés que la France. En effet, la Suède, la Finlande et la Norvège ont un mix énergétique suffisamment décarboné au regard des critères européens et des ressources en CO₂ biogénique et présentent en outre des prix de l'électricité plus faibles que la France. En 2025, les prix de l'électricité pour les gros consommateurs étaient inférieurs de 10 à 30 €/MWh en Norvège, en Finlande ou en Suède par rapport à la France¹⁶. La production dans ces pays sera donc probablement plus compétitive qu'en France, y compris à court terme (cf. tableau 3). Pour les premiers projets, cela signifie notamment que des appels d'offre européens (cf. 3.2) auraient plus de chance d'être remportés par des producteurs localisés dans ces pays que par des producteurs en France.

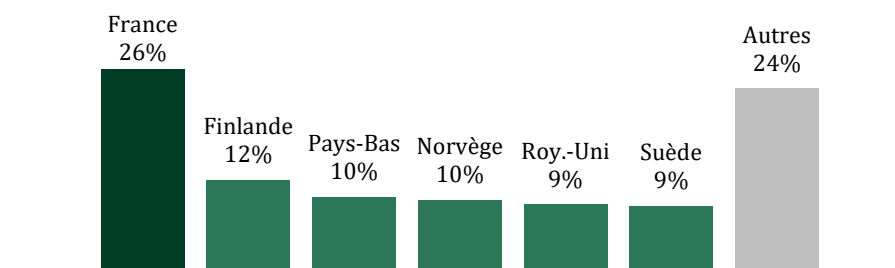
Tableau 3 : Positionnement de pays européens pour la production de carburants de synthèse conformes aux critères européens

Pays ou ensemble de pays	Électricité	CO ₂ biogénique
Suède, Finlande, Norvège	++	+
France, Danemark	+	+
Allemagne	-	++
Espagne, Portugal, Pays-Bas	-	+

Source : Mission.

La France est le pays où les projets de production d'e-CAD représenteraient la plus grande capacité parmi tous les pays européens. Début 2026, la mission recensait onze projets annoncés en France, pour une capacité annuelle potentielle de 760 kt si tous les projets aboutissaient, soit près du quart de la capacité qui pourrait être produite en Europe si tous les projets annoncés se concrétisent. Les pays suivants avec le plus de capacité potentielle seraient la Finlande, les Pays-Bas, la Norvège et le Royaume-Uni (cf. graphique 3 et annexe I).

Graphique 3 : Répartition des capacités annuelles de production des projets européens annoncés de production d'e-CAD (identifiés début 2026) selon les pays



Note : le périmètre inclut l'UE27, les pays de l'Association économique de libre-échange (AELE) et le Royaume-Uni.
Source : Mission.

¹⁶ D'après les données Eurostat, incluant le transport et les taxes. Le prix de l'électricité est en revanche plus cher au Danemark qu'en France.

2.2. Une production de carburants de synthèse en France contribuerait à réduire la dépendance énergétique et à créer des opportunités industrielles

Une production de carburants de synthèse en France représenterait une opportunité stratégique pour la France, à plusieurs titres :

- ♦ **la France possède des surcapacités électriques** : elle a exporté 89 TWh d'électricité en 2024 et 92 TWh en 2025 (net des importations). Malgré cela, du fait notamment des produits pétroliers, sa facture énergétique vis-à-vis du reste du monde s'élève à 57 Md€ en 2024. Valoriser sur le sol français la surproduction électrique pour produire des substituts aux produits pétroliers s'inscrirait dans un mouvement de réduction de la dépendance aux produits pétroliers et d'amélioration du solde énergétique français (cf. annexe III) ;
- ♦ une production de carburants de synthèse permettrait de valoriser économiquement le CO₂ biogénique, qui est aujourd'hui rejeté dans l'atmosphère ;
- ♦ la France possède des capacités de recherche et innovation de pointe sur le secteur, notamment par le biais de l'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN). Le développement de projets en France permettrait de développer un savoir-faire potentiellement exportable sur la chaîne de valeur spécifique des e-CAD ;
- ♦ les carburants de synthèse sont une opportunité de diversification de l'activité des grands ports maritimes français dont le trafic repose pour près de moitié (en tonnage) sur le commerce de produits pétroliers. C'est aussi une opportunité de création d'emplois industriels.

En outre, rendre possible la décarbonation du transport aérien permettrait d'envisager une poursuite de la croissance mondiale de ce secteur en compatibilité avec les objectifs climatiques. Cette croissance revêt un enjeu stratégique pour l'économie française du fait du poids du secteur aéronautique. Celui-ci représente en effet 4,3 % du produit intérieur brut (PIB) de la France et 250 000 salariés en 2022¹⁷. Sa contribution est majeure pour réduire le déficit commercial de biens : en 2025, celui-ci s'établissait à 69 Md€, que le secteur aéronautique contribuait à réduire par un solde positif de 32 Md€¹⁸.

2.3. L'avantage de la production française n'est pas garanti sur le long terme

À plus long terme, la compétitivité française n'est pas garantie face à des pays où l'électricité renouvelable sera moins chère. En particulier, le coût de l'électricité renouvelable est plus faible aux États-Unis, en Chine, au Brésil, ou encore dans des pays à fort ensoleillement¹⁹. Certains pays comme le Brésil ou le Portugal pourraient atteindre le seuil de production électrique à partir de renouvelable de 90 %, permettant de produire des e-CAD éligibles à ReFuelEU à partir de l'électricité du réseau.

¹⁷ Source : DGE.

¹⁸ Source : DGDDI, Chiffres du commerce extérieur.

¹⁹ La baisse du prix des batteries et du coût des parcs photovoltaïques devrait permettre de produire de l'électricité à faible coût et équivalente à une production en base dans les pays à fort ensoleillement (2 100 h/an de production contre environ 1 100 dans le nord de la France), d'après le *Global Solar Atlas* de la Banque mondiale.

Dans d'autres pays comme la Chine ou les États-Unis, le contenu carbone de l'électricité du réseau nécessite de développer des capacités de production renouvelable supplémentaires conjointement aux unités de production d'e-CAD (principe d'additionnalité). Cette obligation rend d'autant plus complexes et risqués les projets de première génération. En revanche, si la production d'e-CAD devient une technologie mature à terme, des projets combinant production d'électricité renouvelable et production d'e-CAD pourraient devenir suffisamment peu risqués pour voir le jour dans des régions favorables à la production renouvelable.

Ainsi, à la date de la mission, les premiers projets apparaissant aux États-Unis ne sont pas éligibles pour remplir les obligations européennes²⁰. En revanche, le développement d'un marché mondial pourrait à terme voir émerger des projets éligibles à ReFuelEU dans d'autres régions du monde. En particulier, la crise géopolitique et énergétique déclenchée en février 2026 par la guerre au Moyen-Orient, si elle durait, pourrait accélérer la montée en puissance d'une industrie des carburants de synthèse compétitive en Asie.

Plusieurs acteurs ont soulevé des inquiétudes par rapport à l'émergence de filières de production de carburants de synthèse hors de l'UE, sans possibilité de contrôler efficacement que les règles de conformité à la réglementation européenne sont respectées, créant alors de fait une concurrence déloyale par rapport à la production européenne. L'UE devrait dans ce cas mettre en place des contrôles ciblés ou mobiliser des outils de la politique commerciale pour rétablir des conditions de concurrence équitable, sans garantie de résultats.

Par ailleurs, une production massive en France pourrait conduire à des tensions sur la ressource en électricité et en CO₂ biogénique après 2040. Une production de l'ensemble des besoins nationaux (sans importations) en e-CAD à horizon 2050 nécessiterait jusqu'à 90 TWh d'électricité, soit 16 % de la production française actuelle²¹, et 11 Mt de CO₂ biogénique, d'après les modélisations de la mission (cf. annexe III). Ces besoins nécessiteraient d'augmenter les capacités de production électrique et d'utiliser progressivement des ressources en CO₂ nettement plus coûteuses, renchérissant alors les coûts de production.

Ainsi, la compétitivité de la production française présente peu de risques pour la première génération de projets, étant donné la faible maturité du marché mondial. En revanche, elle est plus incertaine à moyen-long terme.

²⁰ Ainsi, la production issue du projet *RoadRunner* de l'entreprise Infinium, aux États-Unis, ne sera pas éligible pour remplir les obligations de l'UE, dans la mesure où le CO₂ utilisé n'est pas biogénique et n'est pas soumis à un système de tarification du carbone. Elle sera utilisée en Grande-Bretagne, où les règles d'utilisation du CO₂ sont plus souples dans le règlement équivalent.

²¹ 548 TWh en 2025, d'après RTE, « Bilan électrique 2025 », mars 2026.

2.4. Une condition nécessaire d'émergence de la filière est la crédibilité du cadre réglementaire et notamment de ReFuelEU

Du fait de leur coût de production, les e-CAD ne seront pas une option économiquement viable (cf. 1.3). En outre, la tarification carbone ne sera pas un levier suffisant pour inciter à leur incorporation, car les surcoûts ne seront vraisemblablement pas couverts par les marchés du carbone. **Les e-CAD représentent en effet une solution de décarbonation à coût d'abattement très élevé²²** au regard d'options de décarbonation dans d'autres secteurs et des valeurs tutélaires de l'action climatique, même en prévoyant des réductions de coût de production et une hausse de la valeur du carbone. Les modélisations de la mission conduisent à estimer un coût d'abattement pour les e-CAD compris entre 1 500 et 2 200 €/tCO₂ en 2030 et entre 600 et 1 500 €/tCO₂ en 2050, soit des valeurs supérieures à la valeur de l'action pour le climat définie par la Commission Quinet en 2025 (300 €/tCO₂ en 2030 et 563 €/tCO₂ en 2050). Comparé aux bioCAD pour lesquels la mission estime un coût d'abattement compris entre 400 et 700 €/tCO₂ en 2030, les e-CAD sont une option de décarbonation significativement plus coûteuse (cf. annexe III).

Le développement d'une filière de production de e-CAD repose intégralement sur des obligations réglementaires d'incorporation, qui créent une demande « artificielle » pour ces carburants. L'éligibilité au règlement européen est donc une condition *sine qua non* d'existence de la majorité des projets.

Or, **l'incertitude réglementaire est élevée aux yeux des acteurs**, notamment car :

- ◆ le règlement ReFuelEU inclut **une clause de revoyure en 2027**, puis tous les quatre ans. La clause de 2027 prendra la forme d'un rapport qui sera remis par la Commission au Parlement en janvier 2027, pouvant donner lieu ensuite à des révisions des obligations et des modalités d'application ;
- ◆ les amendes prévues par le règlement représentent des montants potentiellement élevés et pourraient ainsi ne pas être appliquées par les États membres, en particulier si l'obligation était impossible à remplir compte tenu de la production de e-CAD disponible (cf. 3.1) ;
- ◆ l'UE a réglementé de manière unilatérale²³, en dehors du cadre d'action multilatéral de l'OACI. Or, ReFuelEU induira aussi un surcoût pour les compagnies non-européennes, et pourrait ainsi donner lieu à des protestations au sein de l'OACI, voire à des mesures commerciales de rétorsion de la part d'États tiers²⁴ ;
- ◆ des exemples récents de reports d'objectifs européens relatifs à des règlements environnementaux sectoriels, à l'instar des normes sur les véhicules neufs, ont créé un précédent aux yeux des acteurs.

Ces facteurs d'incertitude réglementaire contribuent à l'attentisme des acteurs : ils freinent la contractualisation à long terme sur les débouchés des projets (cf. 1.3) et la prise de décisions finales d'investissement.

²² Le coût d'abattement correspond au coût d'une solution de décarbonation, rapporté aux émissions de GES évitées. Il s'exprime en euros par tonne de CO₂éq.

²³ Hors de l'UE, seul le Royaume-Uni a introduit des obligations d'incorporation de CAD.

²⁴ Un précédent en ce sens a été constaté lorsque l'UE a étendu le marché des droits d'émissions SEQUE aux vols extra-européens en 2010. Cette mesure s'est heurtée à une vive opposition de la part de pays tiers au sein de l'OACI, conduisant à un retrait de la mesure par l'UE en 2013.

La crédibilisation et la stabilité du règlement ReFuelEU apparaissent alors comme une condition nécessaire pour l'émergence d'une filière de e-CAD, afin de garantir une visibilité à l'ensemble de la filière, qui porte sur :

- ♦ les modalités d'application du règlement, en particulier dans le cas où la production est globalement insuffisante ;
- ♦ les règles de qualification des carburants pour remplir les obligations de ReFuelEU.

Du point de vue de la France, la possibilité d'utiliser l'électricité nucléaire est une condition nécessaire pour l'émergence d'une filière nationale, qui doit être confortée autant que possible dans le cadre réglementaire européen. La mission recommande notamment que les autorités françaises portent une vigilance particulière à ce sujet dans le cadre de la revoyure du règlement dit « *Renewable Fuels of Non-Biological Origin* » (RFNBO)²⁵ prévue en 2028, pour éviter un retour en arrière sur la possibilité d'utiliser l'électricité décarbonée (y compris d'origine nucléaire).

En outre, la compétitivité française serait renforcée si le cadre européen permettait la possibilité de nouer des contrats d'achat dits PPA (*power purchase agreement*) pour de l'électricité d'origine nucléaire. En effet, même si l'utilisation de l'électricité du réseau est possible en France, le règlement fixe un critère de contenu carbone global des e-CAD qui nécessite des PPA renouvelables²⁶. Or, les PPA renouvelables restent difficiles à contractualiser en France et ressortent à des coûts plus élevés que l'électricité du réseau ou les contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) d'EDF. La possibilité de reconnaître des PPA nucléaires au regard du cadre européen permettraient ainsi de produire en France des e-CAD compatibles avec les exigences de contenu carbone²⁷ à moindre coût qu'avec des PPA renouvelables. L'acte délégué présentant les modalités de calcul de l'impact de l'hydrogène bas carbone²⁸ prévoit une possibilité d'intégrer l'électricité nucléaire dans les modalités de calcul pour le 1^{er} juillet 2028, avec une consultation technique à partir de 2026²⁹. La France gagnerait à suivre ces procédures, voire à plaider pour une accélération de ce calendrier, par exemple dans le cadre du « pacte pour une industrie propre », présenté par la Commission en mars 2026 (cf. annexes I et IV).

Proposition n° 1 : [SGAE, RPUE, DGEC] Faire adopter au niveau européen une proposition permettant la conclusion de PPA pour l'électricité nucléaire dès 2026, en avance par rapport au calendrier prévu.

²⁵ Règlement délégué n° 2023/1184 du 10 février 2023.

²⁶ Pour produire du carburant décarboné à 70 %, le contenu carbone de l'électricité doit être inférieur à 36gCO₂/kWh. Or, l'électricité du réseau français fluctue entre 30 et 60 gCO₂/kWh. Les porteurs de projet doivent donc nouer des PPA renouvelables à hauteur d'environ 40 % de leur approvisionnement électrique. Source : RPUE.

²⁷ L'électricité nucléaire a un contenu carbone compris entre 10 et 15 gCO₂/kWh. Source : *ibid.*

²⁸ Acte délégué n° 2025/2359 dit « *Low-Carbon Fuels of Non-Biological Origin* » (LCFNBO).

²⁹ Règlement délégué n° 2023/2059, article 3. Les considérants de l'acte précise qu'une consultation technique sur les modalités de calcul devrait être lancée par la Commission au plus tard le 30 juin 2026.

3. La priorité doit être de sécuriser le cadre réglementaire, mais des outils publics complémentaires peuvent être ciblés sur les premiers projets

3.1. Rendre le cadre réglementaire plus lisible et plus souple à objectifs constants

L'ensemble de la filière doit avoir de la visibilité sur les modalités d'application du règlement en cas de production inexistante en 2030. Le règlement ReFuelEU Aviation prévoit un système d'amendes en cas de manquement aux obligations d'incorporation de CAD et d'e-CAD, dont le montant est déterminé par les États membres mais avec un montant minimal égal au double du surcoût des CAD (article 12)³⁰. Ces amendes ne sont pas libératoires : l'incorporation minimale de CAD non remplie une année étant reportée sur l'année suivante, en plus de l'obligation qui lui incombe sur cette année et du paiement de l'amende.

En cas de production insuffisante de carburants de synthèse en 2030 pour remplir les obligations dans l'UE, trois scénarios sont envisageables :

- ◆ si le règlement est inchangé, les États membres devraient appliquer des amendes aux metteurs à la consommation³¹. Étant donné le pouvoir de marché de ceux-ci, le montant des amendes pourrait être largement répercuté sur le prix du carburant vendu. Or, les montants des amendes pourraient alors être élevés et croissants dans le temps (du fait du caractère non libératoire de celles-ci), avec un impact potentiellement significatif sur la rentabilité du secteur. Pour ne pas pénaliser trop fortement leurs filières aériennes, les États membres auraient la possibilité de ne pas infliger ces amendes, mais ils pourraient alors être exposés à des recours en manquement par la Commission (cf. annexe VI). Une application partielle des amendes créerait un flou juridique et des potentielles distorsions de concurrence entre les États membres ;
- ◆ la Commission pourrait assouplir ou reporter les obligations dans l'urgence, ou permettre d'annuler ou de reporter le montant des amendes en s'engageant à ne pas intenter de recours en manquement. Cette option conduirait cependant à décrédibiliser les prochaines échéances du règlement, freinant alors les investissements futurs dans la filière ;
- ◆ **l'option privilégiée par la mission serait de maintenir les obligations quantitatives mais d'assouplir les pénalités**, en adoptant un régime d'amendes libératoires permettant aux metteurs à la consommation d'adopter une logique « *pay to comply* », et en réduisant le montant minimal de l'amende pour que celle-ci reste incitative à l'incorporation de CAD mais sans représenter un surcoût trop important³². **Cet assouplissement des pénalités pourrait être mis en œuvre dans la clause de revoyure de 2027.**

Proposition n° 2 : [SGAE, DGAC] Porter la proposition d'une révision de l'article 12 du règlement ReFuelEU Aviation pour (i) rendre les amendes libératoires et (ii) réduire le montant minimal de l'amende à 1,2 fois le surcoût des carburants durables.

³⁰ L'Agence européenne pour la sécurité aérienne (AESA) publie chaque année des références de prix des différents types de carburants pour permettre la détermination du montant de ces amendes.

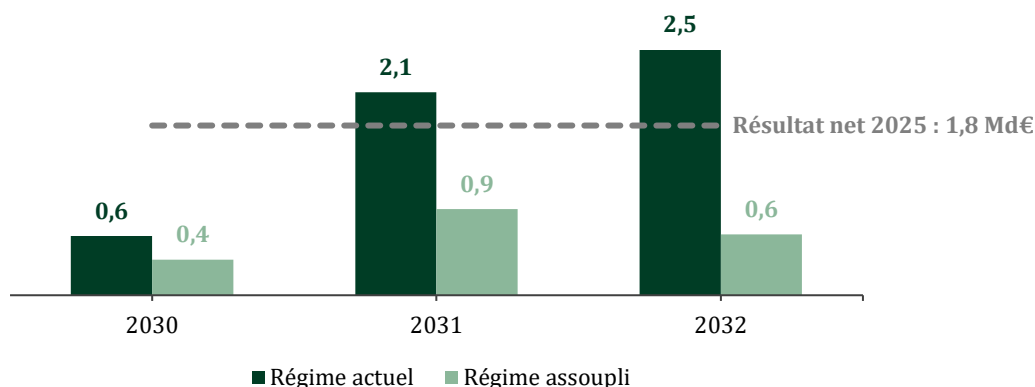
³¹ L'administration compétente pour la mise en œuvre de ces amendes serait la direction générale des douanes et des droits indirects.

³² La différence entre le coût lié à la conformité avec le règlement et le montant de l'amende doit inclure une marge suffisante, notamment car les coûts servant de référence à la fixation des amendes sont estimés *ex ante* en début d'année par l'AESA, et que les coûts constatés sur une année pourront donc présenter un écart avec ces estimations.

En l'absence de révision et en cas de production marginale jusqu'en 2032 inclus, le montant total des amendes en France pourrait représenter 0,7 Md€ en 2030 et jusqu'à 2,8 Md€ en 2032. Avec l'assouplissement proposé et des amendes libératoires, les amendes seraient de 0,4 Md€ en 2030, 1,0 Md€ en 2031 et 0,7 Md€ en 2032 (cf. annexe II). Le règlement ReFuelEU prévoit la réutilisation par les États membres des recettes des amendes pour le soutien au développement des CAD. En France, l'article L. 229-92 du code de l'environnement prévoit le fléchage de ces recettes vers l'institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN). Au regard du budget annuel de cet établissement public (121 M€ de subvention pour charge de service public en 2026³³), la mission considère que ces recettes pourraient également être orientées en partie vers d'autres dispositifs de soutien des e-CAD.

Par ailleurs, la mission a simulé l'impact de ces amendes pour le groupe Air France KLM. Le groupe étant son propre metteur à la consommation à hauteur d'un tiers de son approvisionnement, il pourrait, en l'absence de production d'e-CAD, se voir infliger une amende directe à hauteur de 200 M€ et jusqu'à 800 M€ en 2032. En outre, si le prix des amendes se reportait intégralement dans les prix de vente du kérosène, il pourrait au total connaître un surcoût allant jusqu'à 2,5 Md€ en 2032³⁴. Un tel surcoût anéantirait la rentabilité du groupe, dont le résultat net en 2025 a été de 1,8 Md€. A l'inverse, le régime assoupli proposé par la mission représenterait un surcoût maximal de 900 M€, dont l'application effective apparaîtrait plus crédible, tout en restant incitative à l'achat d'e-CAD (cf. graphique 4).

Graphique 4 : Surcoût du carburant lié aux amendes pour le groupe Air France KLM en l'absence d'approvisionnement en e-CAD en 2030, 2031 et 2032, dans le régime actuel et dans un régime assoupli (en Md€)



Source : Modélisations mission, résultats issus des états financiers du groupe Air France KLM.

³³ Projet inscrit en projet de loi de finances et dans le budget initial de l'établissement. Source : direction du budget.

³⁴ En comptabilisant l'ensemble des activités du groupe, y compris les vols au départ d'autres pays de l'UE.

La clause de revoyure de 2027 pourrait également permettre d'intégrer d'autres dispositifs assouplissant les modalités d'application de ReFuelEU.

Le mécanisme dit de « flexibilité », qui consiste à pouvoir atteindre ses objectifs de parts d'incorporation de CAD au niveau global dans l'UE et non aéroport par aéroport, est notamment une option qui gagnerait à être tranchée lors de la clause de revoyure de 2027. En théorie, à compter de 2035, le respect des parts minimales de CAD doit être vérifié pour chaque fournisseur de carburant d'aviation dans chaque aéroport de l'UE. Cependant, la Commission a dressé un bilan positif du mécanisme de flexibilité dans la contribution de l'atteinte des cibles³⁵. **Dès lors, ce mécanisme de flexibilité pourrait être prolongé après 2035, ce qui diminuerait les coûts logistiques pour les metteurs à la consommation, tout en permettant un gain identique en émissions de CO₂.**

En outre, la trajectoire entre 2030 et 2050 prévoit des paliers successifs, tous les cinq ans à partir de 2035. De tels paliers peuvent créer des difficultés liées à la maîtrise imparfaite des dates d'entrée en opération des projets – avec des risques de surproduction (par rapport à la demande) avant la date de changement de seuil, et de sous-production après. Un mécanisme de « mise en réserve », offrant la possibilité aux metteurs à la consommation de lisser dans le temps leurs incorporations de CAD permettrait :

- ◆ de maintenir les ambitions initiales de la trajectoire ;
- ◆ d'éviter les à-coups du marché liés aux passages de paliers et/ou les à-coups liés à des fluctuations de la demande de transport aérien (crises sanitaires, géopolitiques, etc.) ;
- ◆ d'offrir des incitations à l'accélération des projets et, potentiellement, de bénéficier de gains climatiques si certains gains en termes d'émissions de GES se font « en avance ».

Proposition n° 3 : [SGAE, DGAC] Soutenir la mise en place dans ReFuelEU d'un mécanisme de mise en réserve permettant aux metteurs à la consommation de reporter un excédent annuel d'incorporation de CAD par rapport aux obligations sur les années suivantes.

Enfin, **les e-bioCAD sont une voie de production de carburants durables dont le modèle économique et le bilan matière apparaissent intéressants.** Elle consiste, dans le cadre d'un procédé de production de bioCAD, à maximiser l'utilisation du carbone présent dans la biomasse en ajoutant de l'hydrogène électrolytique. **Or, actuellement, cette voie n'est pas encadrée réglementairement.**

La filière e-bioCAD étant intermédiaire entre bioCAD avancés et e-CAD, la valorisation d'une partie de la production au prix de la filière bioCAD plutôt qu'au prix de la filière bioCAD avancés est susceptible de la pénaliser au regard de son intérêt. Il serait donc utile de clarifier la situation en comptabilisant une partie du volume total comme RFNBO au regard de l'hydrogène électrolytique incorporé. En France, un projet, BioTJet, soutenu dans le cadre de Carb'Aéro, repose sur cette voie de production.

Proposition n° 4 : [SGAE, RP UE] Demander à la Commission de clarifier les règles applicables à la qualification du carburant produit par les procédés e-bioCAD, pour garantir la comptabilisation d'une partie au moins de leur production comme des e-CAD au titre de ReFuelEU.

³⁵ Commission européenne, DG MOVE, *Assessment of the production and supply of SAF in Union airports and study on the feasibility of the creation of a system of tradability of SAF in the EU*, rapport final, février 2025.

3.2. Privilégier d'abord les instruments européens de structuration du marché

L'obstacle essentiel freinant les décisions d'investissement est l'incertitude concernant les prix de vente des e-CAD et les quantités écoulées, notamment car les acheteurs potentiels ne contractualisent pas, à la date de la mission, sur des durées suffisantes (cf. 1.3). Ceux-ci perçoivent en effet plusieurs risques :

- ♦ le risque d'acheter des e-CAD à un producteur à des prix qui seraient moins compétitifs que ceux d'autres producteurs (asymétrie d'information) et le risque de s'engager sur des prix plus élevés que ceux de projets « de deuxième génération » ;
- ♦ le risque réglementaire, lié à la crédibilité de ReFuelEU (cf. 2.3) ;
- ♦ le risque de volume, notamment car le trafic aérien peut connaître des fluctuations en fonction de chocs internationaux.

Des intermédiaires de marché permettent de mutualiser les risques individuels de chaque projet, en agrégeant l'offre et la demande, à l'image de ce qui existe sur les autres marchés de commodités. Ce marché n'est cependant pas structuré sur le marché des CAD, qui fonctionne encore principalement de gré à gré, et a fortiori pour les e-CAD : à la date de la mission, certaines entreprises ont pour ambition de se positionner comme intermédiaire sur ces marchés, mais pour être crédibles celles-ci devraient disposer d'une assise financière importante, suffisante pour faire face aux risques associés, ce qui ne semble pas être le cas actuellement.

Un mécanisme public peut permettre de sécuriser les débouchés de certains projets, afin d'initier la filière et de révéler des premières indications sur les prix et les performances industrielles. Les premiers projets sont en effet associés à des risques particulièrement élevés, ce qui peut générer une attitude attentiste des financeurs et des clients finaux.

Deux mécanismes sont envisageables en ce sens :

- ♦ un mécanisme dit de *contract-for-difference* (CfD), qui consiste à garantir au producteur un prix de référence sur longue période. Le producteur vend ensuite au prix du marché et la puissance publique compense la différence si celui-ci est inférieur au prix de référence (et récupère la différence dans le cas contraire) ;
- ♦ un mécanisme de double enchère, qui consiste à organiser une première enchère auprès des producteurs pour un volume donné, puis une deuxième enchère auprès des consommateurs pour vendre le carburant acheté aux producteurs. La puissance publique comble la différence de prix entre les deux enchères le cas échéant si elle est négative, et en touche les fruits si elle est positive.

Ces deux mécanismes éliminent le risque prix pour le producteur en le transférant à la puissance publique, facilitant la prise de décision d'investissement. Ils présentent aussi l'avantage pour la puissance publique de ne pas supporter le risque industriel de production, et de ne pas biaiser les choix technologiques faits par les entreprises, contrairement au mécanisme de la subvention d'investissement.

Le CfD est néanmoins plus adapté pour les marchés mûrs, où le prix de référence peut être établi, tandis que la double enchère permet au contraire de fournir de l'information sur les prix sur un marché nouveau, à travers les deux enchères.

Au niveau européen, un projet pilote de double enchère pour les e-CAD est prévu dans le cadre du plan d'investissement pour un transport durable (STIP), publié en novembre 2025. Le dispositif devrait être mis en œuvre dès 2026 avec le lancement des appels d'offres en fin d'année, selon la Commission, mais les travaux préparatoires étaient toujours en cours en mars 2026. Le financement repose sur des contributions volontaires des États membres, dans le cadre d'une « *e-SAF Early Movers Coalition* », réunissant huit États membres dont la France. Seuls deux pays auraient cependant indiqué vouloir contribuer financièrement : l'Allemagne, qui aurait déjà alloué 2 Md€ au titre de son budget 2026, et le Luxembourg (à hauteur de 50 M€). La France, bien que membre de la coalition, n'a pas annoncé de participation financière. **Les budgets alloués apparaissent cependant limités pour pouvoir débloquer les investissements**, ne pouvant garantir que les achats de volumes d'e-CAD d'un ordre de grandeur inférieur à la production d'un seul projet³⁶.

D'après la Commission, cette première version du dispositif des enchères pourrait être une étape de définition d'un mécanisme similaire mais financé par le budget de l'UE dans le cadre financier pluriannuel européen 2028-2034, dont la survenue pourrait néanmoins être tardive par rapport à l'émergence de la filière.

Proposition n° 5 : [SGAE, DG Trésor] Soutenir le financement d'un système de double enchère européen pour les e-CAD dans le cadre des négociations sur le cadre financier pluriannuel.

Dans le cas où un tel mécanisme est mis en œuvre, **la France pourrait plaider le recours à un système d'enchères en tant que service, ou « *auction-as-a-service* » (AaaS).** L'AaaS consiste pour les États membres à apporter un complément financier à un système d'enchère géré au niveau européen, dont l'utilisation peut être fléchée pour des projets dans leurs pays sans préjudice du cadre relatif aux aides d'État. L'AaaS présente l'avantage pour l'État membre qui y participe de financer la production sur son territoire tout en économisant les coûts administratifs de l'enchère, gérée au niveau européen. Elle implique néanmoins potentiellement une perte de maîtrise sur les critères de choix des projets. En outre, elle nécessite des financements nationaux, dont le montant, certes défini au préalable, peut être élevé. Ce dispositif a notamment été utilisé par l'Espagne, la Lituanie ou l'Autriche dans le cadre d'une enchère de la Banque européenne de l'hydrogène en 2023.

Proposition n° 6 : [SGAE, RPUE, DGEC] Dans le cas de la mise en œuvre d'un mécanisme européen de double enchère pour les e-CAD, soutenir la possibilité de recourir à une enchère en tant que service (AaaS) pour soutenir des projets français.

De manière générale, au regard des atouts dont elle dispose pour accueillir la production de carburants de synthèse, **la France aurait intérêt à soutenir la mobilisation de fonds européens pour la filière**, en particulier :

- ◆ **le fléchage d'une part du fonds pour l'Innovation (*Innovation fund*) vers des projets français d'e-CAD**, pour subventionner une partie des coûts de recherche et d'investissement. Ce dispositif vise à recycler les recettes de l'ETS pour des projets innovants de décarbonation. Le fond peut financer jusqu'à 60 % des coûts éligibles à la mise en œuvre du projet (dont les coûts d'investissement). Plusieurs projets d'e-CAD ont déjà été soutenus par ce fond pour les coûts de développement ;
- ◆ **une action de la banque européenne d'investissement (BEI) vers la filière française des e-CAD**, par exemple pour répliquer le programme de contre-garanties, lancé en 2023, visant à améliorer l'accès au financement dans le secteur éolien. Ce mécanisme de garanties pour des banques commerciales permet de réduire le risque financier lié à l'investissement dans des secteurs risqués.

³⁶ Le dispositif européen se restreindrait aux carburants de synthèse. À l'inverse, le Royaume-Uni a conçu un dispositif de CfD qui porte sur les bioCAD avancés, qui ont des freins similaires aux e-CAD.

À plus long terme, dans le cadre des négociations pour le cadre financier pluriannuel 2028-2034, la France pourrait également plaider pour le fléchage d'enveloppes financières vers ce secteur, prioritairement pour aider la recherche et développement en amont et faciliter la commercialisation en aval.

3.3. Réserver au niveau national un soutien ciblé aux premiers projets français

Au niveau national, l'appel à projets Carb'Aéro de l'Ademe, dont les résultats ont été annoncés en avril 2025, finance les coûts de développement de quatre projets. Au regard des besoins actuels pour le développement d'une filière, qui portent plutôt sur le déblocage des décisions finales d'investissement, la mission ne recommande pas de reproduire un appel d'offres comme Carb'Aéro à court terme.

Le soutien amont à des projets industriels qu'a offert Carb'Aéro s'ajoute au soutien public récurrent mis en place pour soutenir la recherche et innovation (R&I)³⁷, qui permet aujourd'hui à la France de disposer de compétences de pointe dans ce domaine et qui gagnerait à être poursuivi. En ce sens, le fléchage d'une partie des recettes des amendes à l'IFPEN apparaît comme pertinent (cf. 3.1).

Le principal frein, début 2026, à l'émergence d'une filière étant la contractualisation des débouchés des projets, la mission a étudié l'option de mettre en place un dispositif de double enchère au niveau national, à défaut d'un mécanisme similaire au niveau européen. Le dispositif, porté par un organisme à définir, fonctionnerait en trois étapes :

- ♦ début 2028, un appel d'offres « producteur » serait publié, pour l'achat d'e-CAD de deux projets représentant environ 150 kt par an sur dix ans. L'appel d'offres devrait être conçu pour éviter d'exclure des technologies *a priori* ;
- ♦ au début de la production effective (~2032), des appels d'offre « consommateur » réguliers seraient publiés. Le carburant serait alloué aux acheteurs ayant proposé le prix le plus élevé ;
- ♦ sur 10 ans, l'organisme en charge procéderait aux paiements annuels des achats et à la revente du carburant, et couvrirait le différentiel entre le prix d'achat et de vente le cas échéant.

Un tel mécanisme permettrait de couvrir la production de deux projets et faciliterait alors la prise des décisions finales d'investissement. Il nécessiterait un achat initial de l'ordre de 10 Md€ de carburants, mais le coût brut du dispositif serait ensuite en partie couvert par les ventes de carburants. **Au total, la mission estime que le coût net serait compris entre 0,1 et 7 Md€ sur 10 ans, avec une estimation centrale à 4 Md€³⁸ (cf. annexe V).**

Ce dispositif pourrait être financé par :

- ♦ une partie du produit des amendes collectées au titre des obligations de ReFuelEU (cf. 3.1) ;

³⁷ Dont 325 M€ de crédits affectés pour le CORAC ou encore 121 M€ de subvention pour charge de service public pour l'IFPEN dans le projet de loi de finances pour 2026, qui ne sont pas forcément affectés à des projets relatifs aux CAD mais qui contribuent au soutien à la R&I dans les secteurs de l'aviation et des produits énergétiques.

³⁸ Plusieurs options permettraient de réduire le montant des engagements initiaux et des risques : un appel d'offre multicritère valorisant la possibilité d'un partage de risque plus favorable pour la puissance publique, un appel d'offre par lots impliquant de ne couvrir qu'une partie de la production des projets retenus, ou encore une clause de rupture pour motif d'intérêt général, permettant, dans la cas où les enchères de vente ne sont pas conclusives, de ne couvrir que les coûts d'investissement.

- ◆ un prélèvement forfaitaire sur les metteurs à la consommation : le coût du dispositif serait alors réparti annuellement entre les metteurs à la consommation opérant sur le marché au *prorata* de leurs ventes de kérosène fossile. Ce modèle de financement reprend celui choisi pour le mécanisme de CfD mis en place au Royaume-Uni³⁹.

À l'image des dispositifs de CfD mis en œuvre pour les projets d'énergie renouvelable, un tel dispositif pourrait être restreint aux projets sur le territoire national et être pour autant compatible avec le régime européen relatif aux aides d'État⁴⁰ sous réserve :

- ◆ qu'il soit ciblé pour financer l'investissement de projets de production et que puisse être démontré qu'en l'absence de ce dispositif ces projets n'aboutiraient pas ;
- ◆ que ne soit pas introduit de critère discriminant sur la nationalité des entreprises ;
- ◆ que la revente de la production soit ouverte à tout acheteur, y compris étranger, pour ne pas représenter d'entrave à l'exportation (*cf.* annexe VII).

Un tel dispositif impliquerait un véhicule législatif et une notification à la Commission européenne sera un préalable indispensable.

Proposition n° 7 : [DGAC, DGE, SGAE] À défaut d'un dispositif opérationnel au niveau européen d'ici fin 2026, notifier à la Commission européenne un dispositif de double enchère au niveau national pour garantir les débouchés de deux projets, financé par une partie du produit des amendes et une contribution répartie sur les metteurs à la consommation.

De manière complémentaire, la garantie de financement représente un outil adapté pour soutenir l'émergence d'une filière capitalistique. En France, la garantie de projets stratégiques (GPS), opérée par BpiFrance Assurance Export, apporte une garantie sur des financements de projets supérieurs à 10 M€. Un projet de production d'e-CAD a reçu le soutien de la GPS pour couvrir ses dépenses de développement et deux autres dossiers étaient en cours d'instruction début 2026 (*cf.* annexe IV).

Proposition n° 8 : [DG Trésor, BpiFrance] Selon les enveloppes disponibles et l'analyse réalisée projet par projet par les services de l'État compétents, mobiliser la garantie des projets stratégiques (GPS) sur des projets de e-CAD, couvrant plusieurs voies technologiques.

³⁹ La mission n'a pas pu vérifier la conformité de ce dispositif au regard de la directive européenne sur la taxation de l'énergie (directive n° 2003/96/CE), ce qui nécessiterait une analyse juridique complémentaire. Si cette analyse s'avérait non concluante, une autre option pour financer ce dispositif consisterait à relever le taux du tarif de solidarité de la taxe sur le transport aérien de passager (TTAP).

⁴⁰ En recherchant un fondement de comptabilité s'appuyant sur les lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022, le pacte pour l'industrie propre de 2025, ou encore le règlement général d'exemption par catégories de 2014 (qui prévoit sous certaines conditions des aides à l'investissement).

La mission a par ailleurs écarté deux options :

- ♦ la mobilisation du ministère des armées, dont les achats représentent environ 8 % des achats de kérosène en France et qui n'est pas soumis aux obligations européennes relatives aux CAD. Une production française d'e-CAD ne représenterait en effet qu'un intérêt limité en termes d'autonomie stratégique ;
- ♦ la création d'un fonds public/privé d'investissement en fonds propres, sur le modèle du fonds pour les métaux critiques. Cet outil n'est pas adapté dans le cas où la défaillance de marché porte sur l'incertitude de la demande, outre qu'il présente des risques d'erreurs et de biais dans le choix des technologies et modes de production.

3.4. Passé l'amorçage de la filière, se concentrer sur des dispositifs corrigeant d'éventuelles distorsions de concurrence

Les obligations d'incorporation de e-CAD feront peser un surcoût pour les compagnies aériennes, qui devraient le répercuter sur les prix des billets d'avion, avec un impact potentiel sur le volume de demande. Les compagnies aériennes évoluent en effet dans un environnement fortement concurrentiel et génèrent des marges faibles. Au total, la mission estime que les obligations liées à ReFuelEU vont générer un surcoût de l'ordre de 4 à 14 Md€ en France pour le carburant d'aviation en 2050 et entre 35 à 110 Md€ dans l'UE⁴¹.

Un tel surcoût répercuté sur le coût du billet d'avion devrait avoir des impacts à la baisse sur le trafic aérien européen. La mission a réalisé une modélisation de ces effets de ReFuelEU, en prenant en compte le poids du carburant dans le coût d'une compagnie aérienne et des hypothèses sur l'élasticité-prix de la demande⁴². La mission estime que les obligations de ReFuelEU pourraient induire une diminution du trafic intra-UE comprise entre -4 % et -23 % en 2050, et entre -3 % et -18 % pour le trafic vers le reste du monde (cf. annexe II). Cet effet trafic avait été intégré dans la feuille de route de décarbonation de l'aérien, qui prévoyait de ce fait une croissance quasiment nulle de la consommation de kérosène, la baisse tendancielle de l'intensité énergétique compensant la légère hausse résiduelle du trafic.

Le secteur aérien génère des externalités négatives, en premier lieu liées au changement climatique, mais ne fait pas l'objet d'une tarification internalisant l'ensemble de ses coûts externes. En 2025, d'après la direction générale du Trésor⁴³, le trafic aérien français couvrirait 34 % des coûts externes qu'il génère. La mission a projeté ces estimations à horizon 2035 et estime que le secteur devrait rester sous-tarifé, à hauteur de 2,3 c€/passager.km pour les vols intérieurs. Or, l'application du règlement ReFuelEU ne devrait pas générer un surcoût supérieur à cet écart à horizon 2040 (jusqu'à 1,9 c€/passager.km dans le scénario haut de la mission, cf. annexe II). Dès lors, à moins d'un renforcement de la fiscalité applicable au secteur ou d'une hausse importante de la tarification carbone, **il apparaît justifié d'un point de vue économique que les surcoûts induits par ReFuelEU soient prioritairement supportés par la filière, et *in fine* le passager aérien, au moins à court et moyen termes.**

⁴¹ Les marges d'incertitude sont élevées et portent notamment sur le prix des CAD et des e-CAD, mais également sur le prix du référentiel fossile auquel s'ajoute le prix des quotas du SEQUE. Toutes ces variables présentent de fortes incertitudes à horizon 2050. La mission a donc raisonné en s'appuyant sur deux scénarios contrastés.

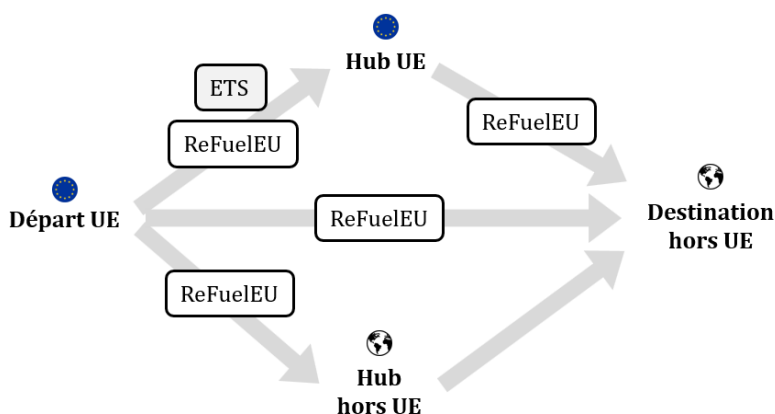
⁴² Un tel raisonnement par élasticité « moyenne » peut néanmoins présenter certaines limites, notamment car il s'agit ici d'une mesure ne s'appliquant pas uniformément entre les vols au départ de l'UE et le reste du monde.

⁴³ DG Trésor, "Tarification et fiscalité du transport aérien", Trésor-Eco, juillet 2025.

Le mécanisme des quotas carbone gratuits pour l'incorporation de CAD, s'il permet un soutien à l'achat « à coût nul », pourrait être prolongé mais gagnerait à rester marginal. L'incorporation de CAD n'est pas le seul levier pour réduire les émissions de GES de l'aviation, et la tarification du carbone reste le meilleur outil pour fournir les incitations aux acteurs économiques à prendre des mesures de décarbonation adaptées.

En outre, ReFuelEU pourrait créer des distorsions de concurrence favorables aux compagnies du Proche et du Moyen-Orient. En effet, ReFuelEU s'appliquant aux vols au départ de l'UE, les vols longs courriers directs au départ de l'UE seront rendus moins compétitifs que les vols avec escale dans des hubs hors UE, qui seront exemptés des obligations sur la deuxième partie du trajet (*cf.* figure 1). La distorsion concernerait principalement les vols vers l'Asie et l'Afrique subsaharienne, et la concurrence des hubs d'Istanbul, d'Addis Abeba ou des pays du Golfe. Elle pèserait particulièrement sur les compagnies de réseau européennes, qui opèrent à très faibles marges sur le marché intra-UE mais réalisent leurs profits sur le long courrier. De nombreuses liaisons pourraient devenir non rentables et être supprimées, réduisant ainsi *in fine* la connectivité de la France.

Figure 1 : Application des règlements environnementaux européens sur trois trajets possibles entre un départ dans l'UE et une destination hors UE



Source : Mission.

Des mécanismes complémentaires pourraient être conçus pour corriger d'éventuelles distorsions de concurrence. En particulier, un mécanisme consistant à percevoir des droits sur les vols avec escale hors de l'UE permettrait de réduire la distorsion de concurrence créée entre les vols directs et les vols avec escale, en particulier un mécanisme d'ajustement aux frontières pour les CAD, dit « SAF-BAM », qui consisterait à appliquer un prélèvement sur les vols avec escale hors UE correspondant au différentiel de coût induit par la non-sujétion de la deuxième partie du trajet à ReFuelEU.

La mission considère que les distorsions potentielles de concurrence avec les vols avec escale hors UE est un sujet d'attention de moyen terme, notamment pour préserver l'activité des compagnies de réseau européennes. En revanche, le risque de fuite de carbone lié aux vols avec escale apparaît limité, dans la mesure où les vols concernés par ce risque restent une part mineure du trafic européen. Par ailleurs, un dispositif de SAF-BAM apparaît, à première vue, complexe à mettre en œuvre opérationnellement (*cf.* annexe II). Enfin, le conflit au Moyen-Orient déclenché fin février 2026 pourrait peser sur la compétitivité des hubs des pays du Golfe, dans une mesure qui n'est pas appréciable à la date de la mission.

Proposition n° 9 : [DG Trésor, DGAC, DGEC, SGAE] Poursuivre l'étude d'un mécanisme de SAF-BAM, pour une mise en œuvre potentielle à horizon 2035-2040.

4. Le développement des carburants de synthèse pour le maritime sera limité à court terme, le soutien au développement de la filière se posant plutôt à moyen terme

4.1. Le cadre européen applicable au maritime est plus flexible, avec des objectifs non contraignants d'incorporation de carburants de synthèse jusqu'en 2034 au moins

L'essentiel (80 % en volume) du commerce mondial de matières premières et de marchandises est transporté par voie maritime et le volume de marchandises embarquées a doublé entre 2000 et 2024⁴⁴. **La décarbonation du transport maritime présente des enjeux similaires à celle du transport aérien :**

- ♦ l'activité est majoritairement internationale par nature, mais encore moins affectable aux États (les navires peuvent s'arrêter à de nombreux endroits, les armateurs peuvent immatriculer leurs navires librement dans d'autres pays, etc.) ;
- ♦ le secteur représente une part mineure mais croissante des émissions de GES. En Europe, les émissions de GES du transport maritime représentent 4,5 % des émissions totales (3 % au niveau mondial), mais ses émissions sont en forte hausse (+ 25 % en 2024 par rapport à 1990 pour le transport international) ;
- ♦ le secteur n'est pas encadré par des mesures suffisamment incitatives à la décarbonation au niveau mondial. L'organisation maritime internationale (OMI) a souhaité porter un engagement à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 pour le transport maritime, mais le cadre proposé n'a pas été adopté par ses États membres en 2025⁴⁵ ;
- ♦ en l'absence de cadre international, l'UE a pris des mesures réglementaires en 2023. Pour le maritime, elle l'a fait *via* le règlement **FuelEU Maritime**⁴⁶.

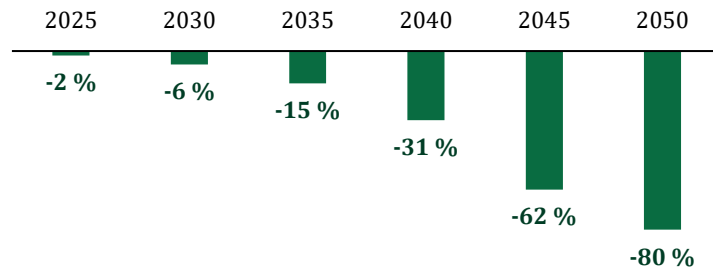
Par rapport au règlement ReFuelEU Aviation, le règlement FuelEU Maritime affiche des objectifs de décarbonation tout aussi ambitieux assortis d'amendes en cas de non-conformité mais adopte une approche plus neutre technologiquement. En effet, celui-ci fixe des cibles de réduction de l'intensité carbone de l'énergie utilisée à bord de chaque navire (exprimée en gCO₂eq par mégajoule) de -2 % en 2025 par rapport à 2020, puis une trajectoire décroissante pour atteindre -80 % en 2050 (*cf.* graphique 5).

⁴⁴ Source : données ONU Commerce et développement (UNCTA).

⁴⁵ Le projet de règlement de l'OMI établissant une norme mondiale imposant aux navires une réduction progressive de l'intensité en gaz à effet de serre de leurs carburants, ainsi qu'un mécanisme de tarification des émissions à l'échelle mondiale, qui n'a pas été adopté en octobre 2025, en raison des pressions diplomatiques exercées par les États-Unis, aurait permis de soutenir le développement de la molécule de méthanol en Chine, qui était favorable au texte, de même que l'Union européenne.

⁴⁶ Règlement européen n° 2023/1805 du 13 septembre 2023 relatif à l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le transport maritime, dit règlement FuelEU Maritime.

Graphique 5 : Trajectoire de réduction de l'intensité carbone annuelle prévue par FuelEU Maritime



Source : Règlement FuelEU Maritime.

FuelEU Maritime offre davantage de flexibilité que ReFuelEU Aviation (cf. tableau 4). Outre la neutralité technologique permise par un objectif exprimé en intensité carbone du carburant, FuelEU Maritime inclut :

- ♦ un mécanisme de mise en commun de la conformité (*pooling*), permettant de mutualiser les bilans de conformité de navires, performants et moins performants, pour atteindre les cibles ;
- ♦ un dispositif de « mise en réserve », permettant à un armateur ayant dépassé ses objectifs de reporter un excédent de conformité sur l'année suivante (réduisant ainsi son objectif pour l'année $n+1$).

Tableau 4 : Comparaison entre FuelEU Maritime et ReFuelEU Aviation

Dimension	FuelEU Maritime	ReFuelEU Aviation
Critère réglementaire	Réduction de l'intensité carbone du carburant	Parts minimales de carburants durables
Prise en compte des carburants de synthèse	▪ Cible non contraignante en 2031 et au moins jusqu'en 2034 ▪ Mécanisme incitatif dans le calcul de l'intensité carbone	Sous-obligation spécifique, contraignante à partir de 2030
Mécanismes de flexibilité	▪ Calcul de l'intensité carbone pouvant être groupé au niveau de l'ensemble de l'UE ▪ Mise en réserve : possibilité de reporter les excédents de conformité d'une année sur l'autre	Calcul des parts de CAD pouvant être groupé dans l'ensemble de l'UE, jusqu'en 2034
Amendes	Amendes libératoires	Amendes non libératoires

Source : Mission.

Le cadre européen reconnaît des objectifs d'intégration de carburants de synthèse à partir de 2030, qui ne sont pas contraignants, mais pourraient le devenir en 2034. Les carburants considérés sont les carburants dits RFNBO. La directive RED III fixe une cible indicative de 1,2 % de carburants RFNBO à incorporer à partir de 2030, tandis que FuelEU Maritime fixe une incitation à incorporer *a minima* 1 % de carburants RFNBO en 2031 et 2 % en 2032. En outre, pour le calcul de l'intensité carbone, un coefficient multiplicateur favorable est appliqué en cas d'utilisation de carburants RFNBO. Ces objectifs pourraient devenir des obligations en 2034 : si les objectifs prévus par FuelEU Maritime ne sont pas atteints en 2031 et 2032, un sous-objectif obligatoire de 2 % d'incorporation de RFNBO s'appliquera à partir de 2034, sous réserve qu'une évaluation menée par la Commission ne conduise à renoncer à ce sous-objectif⁴⁷. Le règlement FuelEU Maritime ne prévoit ensuite pas de trajectoire croissante d'incorporation d'e-fuels au-delà de 2034.

La stratégie française de décarbonation du secteur maritime fixe des objectifs d'incorporation de carburants de synthèse plus ambitieux que les obligations européennes. Le scénario de référence de la SNBC 3 repose, pour le transport de marchandises, sur une cible de réduction de 12 % de l'intensité carbone de l'énergie utilisée à bord des navires en 2030 (contre 6 % prévu par FuelEU Maritime). Le scénario de référence de la feuille de route de décarbonation du secteur maritime, révisé en novembre 2024, prévoit une incorporation progressive d'e-fuels à compter de 2028 et un usage plus intensif de ces carburants à partir de 2040 pour atteindre l'objectif d'émissions net zéro à horizon 2050. Le mécanisme d'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) tel que proposé dans le projet de loi portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'UE (DDADUE), actuellement en lecture à l'Assemblée nationale, fixerait aux metteurs à la consommation du transport maritime des sous-objectifs d'incorporation obligatoire de carburants RFNBO, dans des proportions qui seraient fixées par un arrêté des ministres chargés de l'énergie et des douanes.

Proposition n° 10 : [DGEC, DGAMPA] Aligner les sous-objectifs d'incorporation de carburants de synthèse maritimes prévus dans le mécanisme d'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) sur les cibles du règlement FuelEU Maritime.

L'alignement conduirait à remettre en cause des hypothèses sous-jacentes d'incorporation des e-CAD dans les modélisations de la SNBC 3⁴⁸, mais, dans le cas du transport maritime, des compensations sont possibles du fait du panel de carburants disponibles.

4.2. À horizon 2035, les carburants de synthèse devraient jouer un rôle limité dans la stratégie de décarbonation du secteur maritime

À court terme, les carburants de synthèse devraient jouer un rôle limité dans la décarbonation du transport maritime. Le fait que le règlement européen offre une flexibilité sur les solutions technologiques implique qu'à court terme le secteur pourra se reposer principalement sur les biocarburants et sur le gaz naturel liquéfié (GNL). Ainsi, une part croissante, bien que faible (0,6 % en 2023⁴⁹) de la flotte mondiale fonctionne au GNL. CMA-CGM vise une réduction de 30 % de ses émissions de GES d'ici 2030 notamment grâce à des navires propulsés au GNL, tandis que Maersk mise plutôt sur le méthanol.

⁴⁷ Le règlement prévoit explicitement les critères qui conduiraient à renoncer au sous-objectif pour les carburants de synthèses : une insuffisante capacité de production, une distribution géographique inégale ou des prix trop élevés.

⁴⁸ Le projet de SNBC 3 repose sur l'hypothèse d'une incorporation de 0,3 % d'e-carburants en 2030 et 12 % en 2035 (dans le scénario avec mesures supplémentaires).

⁴⁹ Soit 564 des 100 000 navires recensés en 2023.

Contrairement à l'aérien, les carburants durables maritimes ne sont pas des solutions « *drop-in* », ils nécessitent une adaptation des flottes et des infrastructures d'approvisionnement en carburants. Cette dynamique a déjà été engagée par les principaux acteurs du marché.

Le secteur maritime étudie néanmoins des perspectives de développement des carburants de synthèse pour le moyen terme. Le secteur mise en priorité sur le e-méthane (ou e-GNL), puis sur le e-méthanol et l'e-ammoniac, deux molécules dont les débouchés ne sont pas exclusivement maritimes, pouvant également servir pour l'industrie des engrais⁵⁰ ou la chimie⁵¹. Le secteur maritime représente un débouché minoritaire pour ces projets⁵². À la date de la mission, les carburants de synthèse sont envisagés uniquement dans des cadres spécifiques, tels que des corridors verts⁵³ ou des partenariats pilotés par les clients, dans lesquels le surcoût peut être partagé sur l'ensemble de la chaîne de valeur.

L'adaptation de la flotte, déjà engagée, permettrait à terme d'incorporer progressivement des carburants de synthèse. Les navires déjà propulsés au GNL sont ainsi également compatibles avec l'utilisation de e-méthane, tandis que la flotte fonctionnant au méthanol le sera avec le e-méthanol. En outre, des industriels développent actuellement des navires compatibles avec l'ammoniac, y compris l'e-ammoniac.

Plus de la moitié du potentiel de production de carburants de synthèse susceptible de fournir le secteur maritime se trouve en Europe (3,3 Mt, soit 30 projets sur les 6,3 Mt et 48 projets à échelle industrielle recensés par la mission). En Europe, seuls trois projets d'e-hydrogène (32 kt) localisés en Norvège et un projet d'e-méthanol au Danemark⁵⁴ ont obtenu la FID. La molécule d'e-méthanol est actuellement l'option commerciale la plus aboutie (70 % des projets), le méthanol pouvant être utilisé dans la filière *Methanol-to-Jet* (MtJ) pour produire du CAD, tandis que l'e-ammoniac apparaît à ce jour, comme le carburant de synthèse au potentiel le plus compétitif, en l'absence de sa composition en CO₂, mais présentant un risque important du fait de sa toxicité. **Si les projets actuels se concrétisaient, la France pourrait dominer le marché des e-carburants maritimes⁵⁵**, avec six projets (693 kt) dédiés exclusivement au maritime dont la mise en service des usines est annoncée entre 2027 et 2031, mais dont aucun n'a obtenu la FID à date de la mission (cf. annexe I).

Au regard de ces éléments, le scénario le plus probable est que **la production européenne soit insuffisante pour atteindre la cible de 1 % de RFNBO à horizon 2031**. Dès lors, des objectifs relatifs aux carburants de synthèse pourraient devenir contraignants en 2034, sous réserve de l'évaluation menée par la Commission. La mission considère néanmoins que **la neutralité technologique et les mécanismes de flexibilité prévus par FuelEU Maritime sous sa forme actuelle sont des atouts qu'il serait pertinent de préserver**.

⁵⁰ Par exemple, l'usine d'e-ammoniac d'Iberdrola et Fertiberia à Puertollano en Espagne (3 kt/an).

⁵¹ Par exemple, l'usine d'e-méthanol du groupe danois *European Energy* à Kassø au Danemark (42 kt/an).

⁵² T&E estime que seuls 5 % des volumes de production de carburants de synthèse maritimes annoncés, à date du recensement en 2025, en Europe sont dédiés prioritairement au secteur maritime.

⁵³ La France et le Brésil ont signé un *memorandum of understanding* en juin 2025 pour la création d'un « *corridor maritime vert* » entre le Port de Santos et le Port du Havre (HAROPA), en cours de mise en œuvre.

⁵⁴ L'usine de Kassø est la première usine au monde à produire de l'e-méthanol à l'échelle commerciale. Elle a une capacité de production annuelle de 42 000 tonnes et fonctionne entièrement à partir de sources d'énergie renouvelables.

⁵⁵ En tenant compte du fait que le potentiel de production brésilien et chinois n'est pas dédié exclusivement au maritime et de la faible conformité des projets d'e-méthanol en Chine avec les critères de durabilité européens.

4.3. La question du soutien à une filière de production de carburants de synthèse pour le maritime se pose plutôt à moyen terme

Même en l'absence de production de carburants de synthèse à court terme, les armateurs ne sont pas en difficulté pour la conformité avec FuelEU Maritime à court terme. En effet, la méthode du bilan massique (*mass balance*) permet aux armateurs de mélanger des carburants durables en consignment (biocarburants et carburants de synthèse) présentant des caractéristiques de durabilité différentes et donc, de compenser l'absence de livraison réelle des carburants de synthèse au navire par le recours à des biocarburants.

En outre, contrairement à l'aérien, le passage à l'échelle industrielle de la production de carburants de synthèse a déjà été éprouvé pour le secteur maritime, l'Europe comptant plusieurs usines en production (cf. 4.2). Les investissements sont également de l'ordre du milliard d'euros. Toutefois, l'enjeu de coût, bien que sensible dans le transport maritime⁵⁶, l'est moins que pour l'aérien, car la répercussion du surcoût sur le consommateur final est plus limitée, dans la mesure où le transport maritime est destiné à 90 % au fret⁵⁷.

Ainsi, la question du soutien au développement d'une filière de production de carburants de synthèse pour le maritime se pose plutôt à moyen terme. Des mécanismes similaires à l'aérien pourraient être envisagés, par exemple un mécanisme analogue de double enchère européen⁵⁸.

Le choix retenu par la Commission européenne semble plutôt porter sur un soutien direct aux projets. Ainsi, dans le cadre de sa stratégie maritime industrielle publiée en mars 2026, elle prévoit de lancer en 2027 un appel d'offres dédié au maritime, financé par le fonds pour l'innovation⁵⁹ et les recettes ETS⁶⁰. Elle invite également les États membres à développer des enchères en tant que service (AaaS) pour allouer des fonds nationaux additionnels aux projets maritimes.

La mission considère que la mise en place de tels dispositifs n'est pas prioritaire à court terme, en particulier car **la mise en place de mécanismes de soutien au développement de la filière de e-carburants maritimes pourra bénéficier du retour d'expérience des dispositifs mis en place pour le secteur aérien.**

⁵⁶ Le carburant représente en moyenne 40 % des coûts d'exploitation des plus gros navires (Guillaumin, 2025).

⁵⁷ Dans la mesure où les coûts de transport représentent une faible part du coût final d'une marchandise. Deloitte (2024) prend l'exemple d'un kilogramme de riz importé de la Thaïlande aux États-Unis, dont le prix de vente final n'augmenterait que d'1 % si le carburant utilisé était deux fois plus cher. En outre, depuis la guerre en Iran, les armateurs appliquent des taxes exceptionnelles de frais de transport liées à la hausse du coût du carburant, estimées entre 150 et 230 \$ supplémentaires par conteneur, pour un taux de fret de 4 000 \$ le conteneur pour un trajet Asie-Europe, contre 2 500 \$ avant la guerre (à comparer aux 14 000 \$ atteints lors de la crise Covid).

⁵⁸ Le mécanisme de double enchère prévue dans le cadre du STIP inclut d'ailleurs dans son périmètre les carburants pour l'aviation et le maritime.

⁵⁹ Depuis 2020, le Fonds pour l'innovation a soutenu 13 projets maritimes pour 600 M€, dont une large partie des fonds dédiée aux projets de carburants de synthèse.

⁶⁰ D'après T&E, le fléchage de 25 % des recettes de l'ETS du maritime représenterait un budget de 24 Md€, ce qui, pour un prix du e-CAD de 1 000 €/t, permettrait de soutenir la production de 5 Mt d'e-méthanol par an ou de 5,4 Mt d'e-ammoniac par an, sur dix ans (2030-2039).

CONCLUSION

Les règlements ReFuelEU Aviation et FuelEU Maritime visent à réduire l'intensité carbone des carburants embarqués au niveau européen. Les deux règlements ont en commun leur approche générale, consistant à fixer une trajectoire de décarbonation, laissant aux filières la responsabilité de se structurer par elles-mêmes, sans mettre en place une politique industrielle adaptée d'accompagnement.

FuelEU Maritime, en fixant un seul objectif relatif à l'intensité carbone, est plus neutre technologiquement et il offre globalement une plus grande flexibilité aux armateurs pour l'atteinte de cet objectif. À l'inverse, ReFuelEU Aviation fixe un objectif contraignant d'incorporation d'e-CAD et des modalités d'application plus rigides.

Une telle approche, pour des carburants aussi coûteux que les e-CAD, nécessite de fortes garanties sur l'application des obligations réglementaires pour déclencher les décisions finales d'investissement. Dans le cas des e-CAD, des garanties réglementaires pourraient néanmoins s'avérer insuffisantes. La Commission envisage désormais, à l'instar d'une politique industrielle renouvelée, des mécanismes de soutien ciblés sur des premiers projets.

Au regard de ses atouts, à savoir son mix électrique, son gisement de CO₂ biogénique ainsi que le poids du secteur aéronautique dans son économie, la France a un intérêt à soutenir une action européenne volontariste en faveur de cette filière. À défaut d'un soutien satisfaisant, elle pourrait mettre en œuvre des dispositifs de soutien complémentaires au niveau national, en les ciblant sur quelques projets pilotes, afin d'amorcer le développement de cette filière indispensable à la décarbonation du secteur aérien.

Rapport

À Paris, le 24 avril 2026

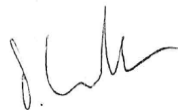
Les membres de la mission,

L'inspecteur général des
finances,



Éric Garandeau

L'inspecteur général,



Philippe Gratadour

L'inspecteur des finances,



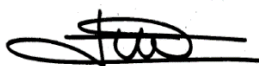
Basile Pfeiffer

L'inspecteur général,



Mario Pain

L'inspectrice des finances,



Floriane Van Den Hove

L'inspectrice,



Hanitra Rakotoarison

ANNEXES

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE I :	PERSPECTIVES POUR LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE
ANNEXE II :	MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA PRODUCTION ET DE L'INCORPORATION DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE POUR L'AVIATION
ANNEXE III :	ÉVALUATION DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES D'UNE PRODUCTION DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE EN FRANCE
ANNEXE IV :	OUTILS DE POLITIQUE PUBLIQUE POUR SOUTENIR L'ÉMERGENCE EN FRANCE D'UNE FILIÈRE DE PRODUCTION DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE
ANNEXE V :	DESCRIPTION D'UN MÉCANISME DE DOUBLE ENCHÈRE AU NIVEAU NATIONAL
ANNEXE VI :	NOTE DE LA DIRECTION DES AFFAIRES JURIDIQUES DES MINISTÈRES ÉCONOMIQUES ET FINANCIERS SUR L'APPLICABILITÉ DU RÉGIME D'AMENDES PRÉVU PAR REFUELEU AVIATION
ANNEXE VII :	NOTE DE LA DIRECTION DES AFFAIRES JURIDIQUES DES MINISTÈRES ÉCONOMIQUES ET FINANCIERS SUR LA CONFORMITÉ AU REGARD DU DROIT DES AIDES D'ÉTAT D'UN DISPOSITIF DE SOUTIEN AUX PRODUCTEURS DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE ÉTABLIS EN FRANCE
ANNEXE VIII :	LISTE DES PERSONNES RENCONTRÉES
ANNEXE IX :	LETTRE DE MISSION

ANNEXE I

Perspectives pour les carburants de synthèse

SOMMAIRE

1. LES TRANSPORTS AÉRIEN ET MARITIME, QUI REPRÉSENTENT 6 % DES ÉMISSIONS MONDIALES DE GAZ À EFFET DE SERRE, ONT ADOPTÉ DES STRATÉGIES DE NEUTRALITÉ CARBONE À HORIZON 2050.....	1
1.1. Le secteur aérien, fortement émetteur en gaz à effet de serre, vise la neutralité carbone en 2050, un objectif difficile à atteindre	1
1.1.1. <i>La forte croissance du trafic aérien mondial explique la hausse des émissions de gaz à effet de serre du secteur.....</i>	<i>1</i>
1.1.2. <i>L'organisation de l'aviation civile internationale s'est fixée un objectif de neutralité carbone en 2050.....</i>	<i>3</i>
1.1.3. <i>En France, le secteur aérien est responsable de 6,8 % des émissions de CO₂</i>	<i>3</i>
1.2. Comme pour l'aérien, le secteur maritime vise la neutralité carbone à horizon 2050.....	6
1.2.1. <i>Le transport maritime, en croissance, représente 3 % des émissions mondiales de GES.....</i>	<i>6</i>
1.2.2. <i>En 2025, les États membres de l'organisation maritime internationale (OMI) se sont accordés sur le principe d'une tarification du carbone, une première mondiale, mécanisme qui n'a pas été adopté en raison de l'opposition des Etats-Unis.....</i>	<i>6</i>
1.2.3. <i>En France, le secteur maritime s'est doté en 2023 d'une feuille de route pour la décarbonation du transport maritime, révisée en 2024</i>	<i>8</i>
2. LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE, AUX PROCÉDÉS TECHNOLOGIQUES MÛRS, SONT UN LEVIER IMPORTANT DE DÉCARBONATION DES SECTEURS AÉRIEN ET MARITIME.....	9
2.1. Les carburants durables, dont les carburants de synthèse, sont un levier de décarbonation essentiel des secteurs aérien et maritime.....	9
2.1.1. <i>Les carburants d'aviation durables (CAD) sont un levier important pour la décarbonation du secteur aérien</i>	<i>9</i>
2.1.2. <i>Le secteur maritime compte cinq catégories de carburants de synthèse... </i>	<i>11</i>
2.2. La production de CAD, notion normative par nature car devant être certifiée, repose sur des briques technologiques maîtrisées.....	12
2.3. Si la production de carburants durables peine à décoller au niveau mondial, la France se positionne en pionnière du déploiement de cette filière.....	17
2.3.1. <i>La production mondiale de carburants durables peine à décoller.....</i>	<i>17</i>
2.3.2. <i>La France se positionne en pionnière du déploiement des carburants durables pour l'aviation et le maritime au niveau européen et international</i>	<i>20</i>
2.4. À court terme, les carburants de synthèse devraient jouer un rôle limité dans la stratégie de décarbonation de ces secteurs	23

3. AFIN D'ATTEINDRE LA NEUTRALITÉ CARBONE AU NIVEAU EUROPÉEN, LES SECTEURS AÉRIEN ET MARITIME SONT SOUMIS À DES OBLIGATIONS RÉGLEMENTAIRES QUI SOUTIENNENT LA DEMANDE EN CARBURANTS DE SYNTHÈSE JUSQU'EN 2050.....	24
3.1. En Europe, les émissions de GES du transport aérien et maritime internationaux (9,4 % du total en 2024) ont fortement augmenté, respectivement de 130 % et 25 % par rapport à 1990, portées par la hausse du trafic.....	24
3.2. Le transport aérien est soumis à des obligations européennes en matière de décarbonation et d'incorporation de carburants de synthèse plus contraignantes que le secteur maritime.....	27
3.2.1. <i>La réglementation européenne encadrant la décarbonation des secteurs aérien et maritime, adoptée en 2023 et 2024, est issue du paquet législatif « Fit for 55 ».....</i>	<i>27</i>
3.2.2. <i>La directive RED III, adoptée en 2023, définit les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO) et fixe un objectif minimum d'incorporation de RFNBO de 1,2 % pour le secteur maritime.....</i>	<i>28</i>
3.2.3. <i>Le règlement ReFuelEU Aviation de 2023 fixe des obligations croissantes d'incorporation de carburants de synthèse dans le carburant d'aviation.....</i>	<i>31</i>
3.2.4. <i>Les actes délégués 2023/1184 dit RFNBO et 2025/2359 dit LCFNBO pénalisent la compétitivité des projets d'e-CAD ayant recours à de l'électricité bas carbone produite par les centrales nucléaires par rapport à des projets utilisant de l'électricité renouvelable.....</i>	<i>36</i>
3.2.5. <i>L'acte délégué 2023/1185 exige le recours à du CO₂ biogénique à partir de 2041 pour produire les carburants RFNBO.....</i>	<i>37</i>
3.3. Le règlement FuelEU Maritime de 2023 fixe une trajectoire de réduction de l'intensité carbone de l'énergie utilisée pour les navires qui équivaldrait, selon la SNBC3, à un objectif d'incorporation de 5 % de e-fuels en 2030.....	39
4. EN L'ABSENCE DE PROJET EUROPÉEN À ÉCHELLE INDUSTRIELLE DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE AYANT OBTENU LA DÉCISION FINALE D'INVESTISSEMENT À CE JOUR, EXCEPTÉ POUR LE MARITIME, L'ATTEINTE DES CIBLES D'INCORPORATION DE CES CARBURANTS À HORIZON 2030 EST COMPROMISE.....	42
4.1. La filière prévoit une croissance entre 2,3 et 3,7 % par an du trafic aérien mondial d'ici 2050	42
4.2. Les besoins mondiaux en kérosène sont estimés entre 312 et 544 Mt en 2050, et ceux en e-CAD sont compris entre 131 et 254 Mt.....	43
4.3. Les besoins d'e-CAD en Europe seront de 580 kt en 2030, dont 88 kt en France, pour atteindre les obligations fixées par ReFuel EU Aviation.....	43
4.3.1. <i>Le trafic aérien européen devrait ralentir de façon moins marquée qu'en France, avec une croissance estimée entre 0,7 et 2,2 %/ an d'ici 2050.....</i>	<i>44</i>
4.3.2. <i>Les besoins en carburants d'aviation devraient augmenter modérément d'ici 2050 en Europe, au Royaume-Uni et être stables en France.....</i>	<i>46</i>
4.4. L'offre potentielle de production de e-CAD en Europe apparaît suffisante pour couvrir la demande européenne si la décision finale d'investissement (FID) des projets annoncés est atteinte au plus tard en 2027.....	47
4.4.1. <i>Plus de la moitié des capacités de production des projets de e-kérosène en cours d'étude à l'échelle mondiale seraient localisées en Europe.....</i>	<i>47</i>

4.4.2.	<i>À date de la mission, aucun projet européen à échelle industrielle n'a atteint la décision finale d'investissement (FID), ce qui compromet l'atteinte des cibles d'incorporation de ReFuelEU Aviation à horizon 2030.....</i>	<i>48</i>
4.5.	Les volumes annoncés de production européenne dédiés au maritime seraient insuffisants pour atteindre les cibles de FuelEU Maritime à horizon 2031.....	51

1. Les transports aérien et maritime, qui représentent 6 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre, ont adopté des stratégies de neutralité carbone à horizon 2050

1.1. Le secteur aérien, fortement émetteur en gaz à effet de serre, vise la neutralité carbone en 2050, un objectif difficile à atteindre

1.1.1. La forte croissance du trafic aérien mondial explique la hausse des émissions de gaz à effet de serre du secteur

La part relative des émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur aérien mondial croît continûment depuis 30 ans¹ en raison de la hausse du trafic aérien et ce, malgré la réduction de l'intensité carbone des vols. Ainsi, l'intensité des émissions de CO₂ par passager kilomètre (ou pkm) a baissé de 356,8 à 141,10 gCO₂/pkm entre 1990 et 2021².

Selon l'agence internationale de l'énergie (AIE), le secteur du transport aérien civil est aujourd'hui responsable de 2 à 3 % des émissions mondiales de CO₂ liées à l'énergie consommée³. Cette part pourrait doubler d'ici 2050 dans un scénario où aucune mesure d'adaptation ou d'atténuation ne serait prise⁴. Selon l'AIE, avec le rebond du voyage international après le Covid-19, les émissions de GES de l'aviation ont atteint 941 Mt CO₂ en 2023, soit une croissance plus rapide entre 2000 et 2019 que pour les secteurs du ferroviaire, routier et maritime. Cela représente plus de 90 % du pic du niveau d'émissions pré-pandémique de 2019 (cf. tableau 1).

Tableau 1 : Émissions de CO₂ au niveau mondial (en Mt CO₂)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Var. 2017-23	Var. 2019-23
Aviation internationale	578,7	613,5	622,6	294,5	324,8	469,6	544,9	-5,8 %	12,7 %
Aviation domestique	380,6	395,6	402,2	277,9	329,0	330,8	395,7	4,0 %	-1,6 %
Total	959,4	1 009,0	1 024,8	572,4	653,8	800,5	940,6	-2,0 %	-8,3 %

Source : AIE, Greenhouse Gas Emissions from Energy, 2023. Note de lecture : Il comprend les émissions directes de CO₂ issues de la combustion du kérosène fossile ; les émissions de biokérosène ne sont pas comptabilisées car elles sont comptabilisées en tant que zéro net émissions (normes UNFCCC). L'aviation domestique couvre les vols au départ et à l'arrivée dans un même pays, incluant les vols militaires. L'aviation internationale inclut les vols qui atterrissent dans un pays autre que celui de départ.

¹ Académie des technologies, *La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables*, 2023.

² Source : Our world in data <https://ourworldindata.org/grapher/aviation-demand-efficiency>

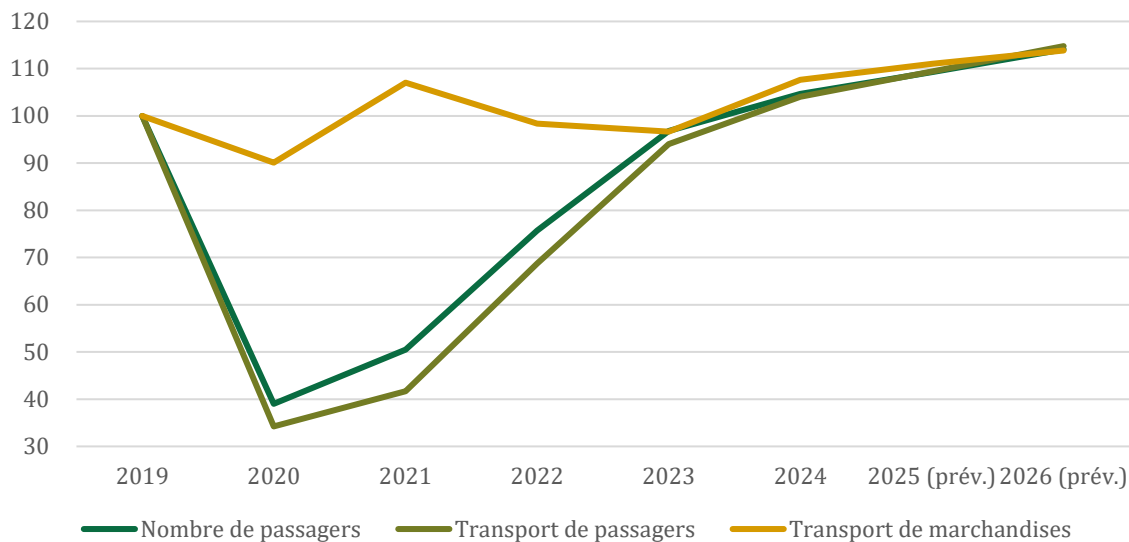
³ D'après l'AIE, le secteur de l'aviation était responsable de 2,5 % des émissions de CO₂ en 2023.

⁴ Sur la base des données de l'AIE, le secteur de l'aviation a produit 13 Gt de CO₂ en 2019, soit 3,1 % des 33,4 Gt de CO₂ émises par la consommation d'énergie. Ce ratio n'inclut ni le CO₂ émis dans le cycle de vie du carburant (production, transport, etc...) ni les effets non-CO₂ de l'aviation.

Les effets dits « *non-CO₂* »⁵ du transport aérien augmentent l'impact climatique du secteur aérien, d'un ordre de grandeur qui pourrait être au moins équivalent à celui résultant de l'accumulation du CO₂⁶, mais nécessitent encore des recherches soutenues pour en cerner la valeur.

Le trafic aérien mondial de passagers, mesuré en kilomètres-passagers payants (RPK)⁷, a crû 2,3 fois plus vite que la croissance mondiale sur les trois dernières décennies, ce qui explique la hausse des émissions de GES. D'après l'association internationale du transport aérien (IATA pour *International Air Transport Association*)⁸, le trafic aérien mondial de passagers, a crû de 4,7 % depuis 2019, atteignant un niveau record en 2024, tandis que celui de fret a crû de 7,7 % sur la période (cf. graphique 1). **L'IATA prévoyait, avant le conflit en Iran, un ralentissement de la croissance du trafic pour la période 2025-2026 (1,5 fois le PIB mondial, mesurée en RPK),** en raison notamment des contraintes capacitaires, liées aux retards de livraisons d'avion et aux répercussions du rehaussement des droits de douane sur le transport aérien.

Graphique 1 : Croissance de la demande mondiale de transport aérien (en base 100)



Source : Mission, à partir des données de l'IATA de décembre 2025. Légende : prév-prévisionnel. Note de lecture : La demande de transport de passagers est mesurée en RPK (passagers-kilomètres payants) qui correspond à la distance totale parcourue par les passagers payants (nombre de passagers payants multiplié par la distance parcourue). La demande de transport de marchandises est mesurée en CTK qui correspond aux tonnes de marchandises transportées par kilomètre.

En 2024, les régions d'Asie-Pacifique, d'Afrique et du Moyen-Orient ont tiré à la hausse le trafic mondial, mesuré en RPK (cf. tableau 2).

⁵ Il s'agit de l'effet des traînées de condensation persistantes (lignes blanches visibles dans le sillage des avions) et des émissions d'autres gaz comme les oxydes d'azote (Nox), très réactifs dans l'atmosphère, le soufre (SOx), les suies (ou particules non volatiles, nvPM) et les composés organiques volatils (COV) précurseurs de particules.

⁶ Aéro Décarbo et The Shift Project, *Pouvoir voler sans pétrole : quel approvisionnement énergétique pour le secteur aérien ?*, 2026.

⁷ La demande de transport de passagers est mesurée en RPK qui correspond à la distance totale parcourue par les passagers payants (nombre de passagers payants multiplié par la distance parcourue).

⁸ L'IATA représente près de 340 compagnies aériennes qui assurent plus de 80 % du trafic aérien mondial. Source : IATA Sustainability and Economics, *Global Outlook for Air Transport. Trade, AI, and the energy transition*, 2025.

Tableau 2 : Répartition des parts de marché du trafic aérien par régions (en %)

Région	Parts de marché (2023)	Croissance annuelle du trafic de passagers (2024)
Asie-Pacifique	33,5 %	+ 17,5 %
Europe	26,7 %	+ 8,7 %
Amérique du Nord	22,9 %	+4,6 %
Moyen-Orient	9,4 %	+ 9,7 %
Amérique latine	5,3 %	+ 7,8 %
Afrique	2,2 %	+ 12,7 %

Source : IATA Sustainability and Economics, 2025.

1.1.2. L'organisation de l'aviation civile internationale s'est fixée un objectif de neutralité carbone en 2050

Le secteur aérien (IATA⁹ en 2021, déclaration de Toulouse¹⁰ puis Organisation de l'aviation civile internationale (OACI) en 2022) s'est fixé pour objectif de parvenir à la **neutralité carbone en 2050**. L'OACI, qui coordonne la réduction des émissions internationales du secteur aérien, a adopté en 2022 le **LTAG (long term global aspirational goal)**¹¹, l'objectif collectif ambitieux à long terme de zéro émission nette de carbone par l'aviation internationale à l'horizon 2050. Le Comité sur la protection de l'environnement en aviation (CAEP) de l'OACI, chargé du suivi de la mise en œuvre du LTAG, a conduit des travaux liés aux carburants bas carbone au sein du sous-groupe dédié le « **Fuel Task Group-FTG** » visant à réduire l'intensité carbone des carburants de 5 % d'ici à 2030¹².

1.1.3. En France, le secteur aérien est responsable de 6,8 % des émissions de CO₂

En France, le secteur aérien est responsable de 6,8 % des émissions de CO₂, en prenant en compte l'ensemble du cycle de vie du kérosène. Un passager en avion émet en moyenne 259 g CO₂ équivalent par kilomètre parcouru dont 141,4 gCO₂e/passager/km sans tenir compte des effets non-CO₂, ce qui fait de ce mode de transport le plus émetteur¹³.

Selon la DGAC¹⁴, **en France, le secteur du transport aérien commercial (vols passagers et cargo) était responsable de près de 2,5 % des émissions mondiales du secteur (21,2 millions de tonnes (Mt) de CO₂ sur 940,6 Mt CO₂ en 2023)**, soit une hausse de près de 9 % par rapport à 2000 malgré une baisse liée à la crise en 2020 (cf. tableau 3). Les émissions du transport aérien international (17,9 Mt de CO₂) qui ont représenté 81 % du total des émissions en 2024, sont en hausse de 25 % par rapport à 2000. En effet, l'avion permet de connecter des régions éloignées. Il constitue également un mode de transport privilégié pour certains territoires enclavés ou insulaires. Ainsi, les émissions depuis et vers les territoires ultramarins français représentaient 12 % des émissions de l'aviation en 2024. Les émissions liées aux vols intérieurs métropole ont diminué de moitié en 25 ans.

⁹ Durant sa 77ème assemblée en 2021, l'IATA a adopté une résolution pour l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050, visant à limiter le réchauffement planétaire à 1,5 C.

¹⁰ La déclaration de Toulouse pour une neutralité carbone en 2050 a été adoptée en février 2022 par 42 États et acteurs industriels du secteur aérien, lors du Sommet de l'aviation consacré à la décarbonation du transport aérien.

¹¹ L'OACI a adopté cet objectif dans la résolution A41-21 lors de sa 41ème assemblée générale d'octobre 2022.

¹² DGAC, Rapport environnement 2024, publié en mai 2025.

¹³ ADEME, Simulation de l'empreinte carbone, novembre 2025.

¹⁴ Le calculateur TARMAAC (Traitements et Analyses des Rejets éMis dans l'Atmosphère par l'Aviation Civile) est l'outil utilisé par la DGAC pour calculer les émissions de CO₂ imputable à l'activité de l'aviation. La quantité de CO₂ est obtenue en multipliant la consommation par un facteur d'émission dépendant du carburant aéronautique. La

Tableau 3 : Émissions nettes de CO₂ du transport aérien commercial en France (en Mt)

Émissions CO ₂ nettes (en Mt)	2000	2010	2019	2020	2022	2023	2024	Var. 2024-2000
International long courrier	9,3	10,4	12,0	4,8	8,6	10,3	11,2	+ 20,4 %
International moyen-courrier	5,0	5,8	6,9	2,5	5,9	6,6	6,7	+ 34,0 %
Métropole-OM et OM-OM	2,9	2,3	2,7	1,8	2,8	2,7	2,6	- 10,3 %
Intérieur métropole	3,2	2,2	2,1	1,1	1,7	1,6	1,5	- 53,1 %
Total	20,3	20,7	23,7	10,2	19,0	21,2	22,1	+ 8,9 %
Émissions CO ₂ liés aux CAD (hors bilan)	-	-	-	-	0,10	0,16	0,22	NA
Émissions CO ₂ non commercial	0,6	0,5	0,5	0,7	0,5	0,5	0,5	- 16,7 %

Source : Mission, à partir des calculs TARMAAC de la DGAC.

D'après le troisième projet de stratégie nationale bas carbone (SNBC3), les émissions de GES de la France hors puits de carbone¹⁵ ont diminué de 32 % (-177 Mt CO₂e) entre 1990 (547 Mt CO₂e) et 2023 (369 Mt CO₂e). En 2023, les émissions du transport représentaient 126,4 Mt CO₂e, soit 34 % des émissions de GES de la France¹⁶.

L'avion est utilisé principalement pour les loisirs (48 %), les visites à des amis ou à la famille (28 %) et pour motif professionnel (19 %)¹⁷. Il reste un mode de transport où la part la plus aisée de la population reste surreprésentée mais qui s'est démocratisé et rajeuni. Ainsi, d'après une enquête commandée par la filière aéronautique¹⁸, même si les CSP+ sont encore surreprésentés parmi les résidents français (47 % en 2024 contre 30 % dans la population générale), les CSP- représentaient 28 % des passagers en 2024. La part des jeunes de moins de 35 ans représentait 46 % des passagers en 2024. De même, les passagers les plus aisés émettent le plus de GES : les 20 % des Français les plus aisés émettent 29 % des émissions de GES de l'aviation commerciale pour leurs loisirs, 9,8 % pour le travail et 3,3 % pour leur famille. L'usage de l'avion est très hétérogène au sein de la population : 56 % des Français le prennent occasionnellement (dont 21 % une à deux fois par an), 11 % régulièrement (dont 2 % plusieurs fois par mois) et 33 % ne le prennent jamais¹⁹. Au niveau mondial, 89 % de la population n'a pas volé en 2018²⁰.

L'actuelle SNBC 2, qui définit la marche à suivre pour conduire la politique d'atténuation des émissions de GES²¹, publiée en mars 2020, fixe les budgets carbone²² jusqu'en 2033²³.

DGAC retient les émissions nettes de CO₂ dans le bilan, qui sont celles associées aux seuls carburants fossiles, donc sans les CAD.

¹⁵ Soit hors secteur UTCATF-Utilisation des terres, Changements d'Affectation des Terres et Forêt.

¹⁶ Source : inventaire national des émissions de gaz à effet de serre, Citepa, Secten 2025.

¹⁷ Ifop et DGAC, *Enquête nationale auprès des passagers aériens, année 2024*.

¹⁸ Enquête Ifop et SIA Partners sur le profil socio-économique du passager aérien et les usages de l'avion, co-financée par la FNAI, l'UAF, ADP et Air France, juin 2025.

¹⁹ Fondation Jean Jaurès, étude *Les Français, les voyages et l'avion*, 2022, à partir des résultats d'enquête de l'Ifop.

²⁰ S. Gössling, A. Humpe, "The global scale, distribution and growth of aviation: implications for climate change", Global Environmental Change, 2020.

²¹ Article L. 222-1 B du code de l'environnement

²² Sur le fondement de l'article L. 122-1A du code de l'environnement, un plafond national des émissions de GES (« budget carbone ») est fixé par décret pour chaque période de cinq ans.

²³ La SNBC 2 a été révisée pour le deuxième budget carbone (2019-2023), le troisième budget carbone (2024-2028) et le quatrième budget carbone (2029-2033). La SNBC 3 met à jour les 3^{ème} et 4^{ème} budgets carbone, respectivement fixés à 347 et 265 Mt CO₂e/ an hors puits de carbone et arrête le 5^{ème} budget carbone, fixé à 193 Mt CO₂e/ an pour la période 2034-2038.

Le projet de SNBC 3, mis en consultation le 12 décembre 2025, maintient l'objectif européen d'une baisse de 55 % des émissions nettes de GES d'ici à 2030 et fixe des objectifs qui portent désormais jusqu'en 2050, date à laquelle la France doit atteindre la neutralité carbone. **Le champ géographique de la SNBC 3 se limite cependant aux émissions provenant des vols intérieurs à la France, incluant la métropole et l'outre-mer**, en cohérence avec le protocole de Kyoto qui consacre la compétence de l'OACI pour le transport aérien international et de l'organisation maritime internationale (OMI) pour le transport maritime international²⁴. Pour le secteur des transports domestiques, cela représente un objectif de 92 Mt CO₂e en 2030, soit une baisse de 26 % des émissions par rapport à 1990 et un talon d'émissions résiduelles dans l'aviation domestique (0,6 MtCO₂e) à horizon 2050 (cf. tableau 4). **La SNBC 3 ne couvre pas les soutes internationales²⁵**, qui font l'objet de budgets carbone indicatifs pour atteindre 21 Mt CO₂e en 2030, soit une quasi-stabilité par rapport à 2023 et 2 Mt CO₂e en 2050.

Tableau 4 : Émissions nationales de la France et budgets carbone pour les transports (en Mt CO₂e) d'après la SNBC 3

Émissions annuelles (en Mt CO ₂ e)	1990	2005	2023	3 ^{ème} BC (2024-2028)	4 ^{ème} BC (2029-2033)	5 ^{ème} BC (2034-2038)
Transports	125	145	126	117	86	54
Aviation civile domestique	-	-	4	4	4	3
Soutes internationales	16	25	20	21	20	16
Total	547	555	376	347	265	193

Source : Mission, à partir du projet de SNBC 3. Légende : BC-budget carbone.

Pour atteindre l'objectif stratégique visant à garantir la souveraineté énergétique et à sortir des énergies fossiles, le projet de SNBC 3 fixe un **objectif de sortie des énergies fossiles à horizon 2050**, avec une sortie du pétrole à horizon 2040-2045²⁶.

La troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3)²⁷, publiée le 13 février 2026, fixe l'objectif de passer d'un **mix énergétique** dominé par les énergies fossiles (58 % en 2023) à un mix où celles-ci sont minoritaires en 2030 (42 %) et en 2035 (30 %), ce qui permettrait de réduire les émissions de GES. Pour cela, la France vise le remplacement progressif des énergies fossiles²⁸, majoritairement importées, par des énergies décarbonées dans le mix énergétique, en premier lieu l'électricité et la biomasse. Ainsi, la production d'électricité décarbonée atteindrait 577 TWh en 2030 et entre 666 et 708 TWh en 2035, à comparer à 458 TWh en 2023. La capacité d'électrolyse installée est nulle en 2023, mais devrait atteindre jusqu'à 4,5 GW en 2030 et puis 8 GW en 2035.

²⁴ Source : Réponse à la SNBC 3 soumise par Airbus, en commun avec le GIFAS, la FNAM et l'UAF, dans le cadre de la concertation nationale sur l'énergie et le climat.

²⁵ Les soutes internationales sont les émissions de transport international imputables à la France qui correspondent aux ventes de carburants au départ de la France à destination de trajets internationaux. Elles sont comptabilisées hors total des émissions nationales conformément aux standards internationaux. Le projet de SNBC3 considère que l'inclusion des soutes dans l'objectif de neutralité n'ajouterait que peu d'émissions à compenser en 2050 (2-3 Mt CO₂e) au motif que les hypothèses de décarbonation faites sur les transports aériens et maritimes internationaux sont fortes. Conformément aux recommandations du Haut Conseil pour le Climat (HCC), la France s'efforcera, dans la mesure du possible, d'atteindre la neutralité carbone en incluant les émissions imputables à la France des transports aériens et maritimes internationaux, approche qui se veut cohérente avec les objectifs fixés par les organisations internationales du secteur.

²⁶ Lors de la COP28, le président de la République a fixé un objectif de sortie des consommations énergétiques de charbon à horizon 2030, de pétrole d'ici 2045 et de gaz naturel à horizon 2050.

²⁷ La PPE, fixée par décret, définit la feuille de route énergétique de la France sur dix ans (pour la période 2026-35) pour sortir des énergies fossiles et atteindre la neutralité carbone en 2050. La PPE est annexée au décret du 12 février 2026 relatif à la PPE, publié au Journal officiel n° 37 du 13 février 2026 (NOR : ECOR2514212D).

²⁸ Cible de 39 % d'énergies fossiles dans le mix énergétique en 2030, fixé dans le scénario de référence de la SNBC 3.

1.2. Comme pour l'aérien, le secteur maritime vise la neutralité carbone à horizon 2050

1.2.1. Le transport maritime, en croissance, représente 3 % des émissions mondiales de GES

Le transport maritime représente environ 3 % des émissions mondiales de GES, d'après l'Organisation maritime internationale (OMI). **Le transport maritime assure l'essentiel (80 %) du transport mondial de matières premières et de marchandises.** Moins de 10 % du transport maritime concerne des passagers, tandis qu'environ 30 % de la masse transportée est constituée de produits pétroliers²⁹. Autour de 80 % des importations et exportations européennes passent par la mer, et autour de 35 % des échanges intra-européens sont assurés par le transport maritime et fluvial. Au niveau national, le taux de dépendance à l'approvisionnement maritime varie entre 30 et 90 % en fonction des types d'importation³⁰.

D'après l'AIE, le transport maritime a crû de près de 30 % sur la période 2015-2024³¹. **Le volume de marchandises transportées en mer pourrait croître de 35 à 40 % d'ici 2050³².**

Actuellement la consommation énergétique du secteur maritime est d'environ 250 Mtep. Cette demande a crû moins rapidement que le trafic, en partie grâce à des gains d'efficacité, de 5 % entre 2024 et 2025³³.

La majorité des navires consomment des carburants fossiles (95 % en tonnage en 2022, selon les données de l'OMI). D'après l'IFP Énergies nouvelles (IFPEN), les carburants fossiles marins se répartissent à hauteur de 80 % en fioul lourd ou *fuel oils* (HFO, LFO) et à 15 % en mélanges de distillats comme le diesel marine (MDO pour *Marine Diesel Oil*), un carburant fossile chimiquement proche du diesel ou le gazole marine (MGO pour *Marine Gaz Oil*).

Une fraction croissante de la flotte fonctionne au gaz naturel liquéfié (GNL), bien que cela représente une faible part de la flotte mondiale (0,6 %, soit 564 des 100 000 navires recensés en 2023). Ainsi, le méthane (GNL) est déjà utilisé dans certains moteurs, ce qui n'est pas encore le cas du méthanol.

1.2.2. En 2025, les États membres de l'organisation maritime internationale (OMI) se sont accordés sur le principe d'une tarification du carbone, une première mondiale, mécanisme qui n'a pas été adopté en raison de l'opposition des États-Unis

Selon l'OMI, en l'absence de scénario volontariste, les émissions de GES du secteur maritime pourraient atteindre 130 % de leur niveau de 2008 en 2050.

²⁹ Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le développement (CNUCED), *Étude sur les transports maritimes*, 2023.

³⁰ Plan stratégique pour la décarbonation de la filière maritime française, avril 2025, initiative des Armateurs de France, du groupement des Industries de Construction et Activités Navales (GICAN) et de l'Union des Ports de France (UPF).

³¹ IAE, *World Energy Outlook*, 2025.

³² Données du musée national de la marine, avril 2013.

³³ IAE, *World Energy Outlook*, 2024 et DNV, *Maritime Forecast to 2050*, 2024.

En 2023, l'OMI a adopté une trajectoire climatique plus ambitieuse que celle de l'UE et **s'est fixé l'objectif d'émissions nettes zéro en 2050**. La stratégie renforce celle initiale de 2018 et prévoit une réduction de 40 % de l'intensité carbone d'ici 2030, une réduction des émissions de 20 à 30 % en 2030 et de 70 à 80 % en 2040 et la neutralité carbone d'ici 2050, par rapport à 2008. La stratégie comprend un objectif d'adoption de carburants zéro émissions de GES ou quasi zéro qui devraient représenter 5 à 10 % de la consommation totale du transport maritime d'ici 2030.

En avril 2025, l'OMI a approuvé le principe d'un projet de règlement³⁴(cadre « *net zero* ») établissant une norme mondiale imposant aux navires une **réduction progressive de l'intensité GES de leurs carburants**, ainsi qu'un **mécanisme de tarification des émissions à l'échelle mondiale**. Ces mesures qui auraient dû être officiellement adoptées en octobre 2025 ont été reportées d'un an à 2026, en raison des pressions diplomatiques et économiques exercées par les Etats-Unis, opposés à l'instauration d'un mécanisme mondial de tarification du carbone dans le secteur. La mise en œuvre de ce texte aurait dû débiter en 2028.

Le report du texte pourrait fragiliser la dynamique enclenchée au sein de l'OMI depuis 2023. Les acteurs français considèrent que l'adoption de ce texte aurait permis de développer la molécule d'e-méthanol en Chine. La non-atteinte des objectifs exposerait les navires à des pénalités financières pouvant aller jusqu'à 380 \$/tonne de CO₂eq en cas de dépassement du seuil de conformité de base³⁵, ce qui permettrait, selon plusieurs personnes rencontrées, de baisser le prix de la molécule de méthanol. L'OMI estime que ces taxes permettraient de générer entre 11 et 13 Md\$ de recettes annuelles permettant d'alimenter le fonds « *net zero* » et ainsi d'investir dans les carburants et les technologies nécessaires à la transition vers un transport maritime vert.

Par ailleurs, des chargeurs ou donneurs d'ordre, tels qu'Amazon, Ikea, Michelin, ou Unilever entre autres, se sont regroupés au sein de l'alliance *cargo owners for Zero Emission Vessels* (coZEV) pour soutenir la politique de décarbonation du transport maritime. De nombreuses compagnies maritimes se sont engagées vers la neutralité carbone, comme Maersk d'ici 2040, ou CMA CGM et Evergreen d'ici 2050. CMA CGM indique adopter une stratégie agnostique vis-à-vis des carburants, permettant le recours à l'ensemble des solutions de décarbonation durables et économiquement viables afin d'atteindre sa cible d'une réduction de 30 % de ses émissions d'ici 2030 et de neutralité carbone d'ici 2050.

³⁴ Il s'agit de projets d'amendements à l'annexe VI (prévention de la pollution atmosphérique par les navires) de la convention internationale MARPOL pour la prévention de la pollution par les navires qui compte 108 parties et 97 % de la flotte marchande mondiale en termes de tonnage. Ces projets d'amendements ont été approuvés, faute de consensus, par un vote de la majorité des États, dont l'UE, présents au comité de protection du milieu marin (CPMM), lors de sa 83^{ème} session qui s'est tenue du 7 au 11 avril 2025. Les producteurs d'hydrocarbures se sont prononcés contre.

³⁵ Le projet prévoit la fixation annuelle de deux seuils en fonction de l'intensité carbone par énergie consommée (gCO₂e/MJ) : un seuil de conformité de base, le plus élevé, à atteindre *a minima* et un seuil de conformité directe, le plus ambitieux. Le seuil de base peut être atteint en équilibrant les excès d'émissions via l'utilisation d'unités excédentaires déjà mises en réserve, l'acquisition d'unités excédentaires d'autres navires ou l'utilisation d'unités correctives acquises au Fonds de l'OMI afférent à l'objectif « *net zero* », au prix de 100\$/tCO₂e dans la fourchette entre le seuil de conformité directe et le seuil de base et au prix de 380\$/tCO₂e pour les émissions au-dessus du seuil de base.

1.2.3. En France, le secteur maritime s'est doté en 2023 d'une feuille de route pour la décarbonation du transport maritime, révisée en 2024

La feuille de route de décarbonation de la filière maritime de 2023, révisée en novembre 2024 (FDR), répond à l'article 301 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 et constitue la feuille de route des acteurs de la filière du maritime³⁶ pour décarboner leur activité, en lien notamment avec les objectifs réglementaires auxquels ils sont soumis.

Le secteur maritime cherche à réduire ses émissions en améliorant l'efficacité énergétique des navires, en limitant leur vitesse, et en favorisant la connexion électrique à quai pour éviter l'usage de carburants fossiles lors des escales. D'après la FDR, des technologies complémentaires, comme l'assistance vélique, pourraient permettre jusqu'à 20 % d'économie de carburant et un potentiel de réduction des émissions estimé à 25 %. La réduction de la vitesse pourrait aussi offrir des gains de 15 % de consommation d'énergie sur 80 % de la flotte. Une part majeure de la décarbonation du secteur maritime (45 % en 2050) repose sur la substitution progressive des carburants utilisés par des alternatives plus durables.

Dans le scénario de référence révisé (S3 révisé) de la FDR, la croissance des émissions a été abaissée à 1,5 % jusqu'en 2035 pour prendre en compte l'augmentation de la flotte et le rapatriement souverain du soutage (contre 3 % dans le scénario S3 de la FDR de 2023), puis considérée comme nulle à partir de 2035. Cela se traduit par une projection de baisse des émissions de CO₂e de 9 Mt en 2023 à 0,4 Mt en 2050, soit une baisse de près de 96 %, qui se décompose en une augmentation de + 57 % liée à l'évolution de la flotte, compensée par une diminution apportée par les différents leviers de décarbonation : -84 % pour le changement d'énergie, - 45 % pour l'efficacité technologique, dont le vélique, et -23 % pour la réduction de vitesse (cf. tableau 5).

Tableau 5 : Évolution des émissions de CO₂ dans le scénario de référence de la feuille de route de décarbonation du secteur maritime

	2023	2030	2040	2050
Émissions CO ₂ e(Mt)	9	7,6	3,10	0,40
Évolution de la flotte	0 %	+ 21 %	+ 50 %	+ 57 %
Efficacité	0 %	-15 %	-26 %	-45 %
Réduction de la vitesse	0 %	-12 %	-26 %	-23 %
Changement d'énergie	0 %	-10 %	-64 %	-84 %

Source : Feuille de route de décarbonation du secteur maritime révisée en 2024. Note de lecture : Le tableau couvre le périmètre national. Les émissions sont calculées tout au long du cycle de vie (méthode du puits à la roue).

³⁶ Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture (DGAMPA), Armateurs de France, Cluster Maritime Français, groupement des Industries de Construction et Activités Navales (GICAN), Evolen et Maritime Energy and Environment Transition 2050, Feuille de route de décarbonation de la filière maritime, 2023, révisée en novembre 2024.

2. Les carburants de synthèse, aux procédés technologiques mûrs, sont un levier important de décarbonation des secteurs aérien et maritime

2.1. Les carburants durables, dont les carburants de synthèse, sont un levier de décarbonation essentiel des secteurs aérien et maritime

À ce jour, les secteurs aérien et maritime utilisent des carburants liquides d'origine fossile³⁷. Dans l'aviation, le carburant utilisé par la quasi-totalité des aéronefs est le **Jet-A1, un kérosène**³⁸ qui possède des caractéristiques standardisées, notamment un point de congélation très bas (-47°C). Le secteur maritime utilise du **gaz, du diesel et du fioul lourd** (cf. partie 1.2.1).

2.1.1. Les carburants d'aviation durables (CAD) sont un levier important pour la décarbonation du secteur aérien

Pour se décarboner, le secteur aérien dispose d'un nombre restreint d'options. L'aviation ne peut pas s'électrifier facilement pour des vols long-courriers, pour des raisons de masse embarquée. L'électrification est donc une option potentielle réservée pour des liaisons court et moyen-courriers³⁹. Les progrès technologiques permettent d'améliorer l'efficacité de la consommation de carburants des aéronefs de l'ordre de 1 % par an mais ne permettront pas de compenser la hausse de la demande pour réduire les émissions totales du secteur puisque la plupart des scénarios de croissance du trafic mondial sont supérieurs à 2,3 %/an (cf. partie 4.1.). Enfin, la sobriété sera un levier de décarbonation du secteur : certaines mesures auront un effet à la hausse sur le prix des billets et limiteront donc la croissance du trafic.

Ainsi, les carburants d'aviation durables (CAD ou *SAF-sustainable aviation fuels* en anglais) sont un levier important pour la décarbonation du secteur aérien. En effet, ce levier constitue l'un des plus efficaces pour accélérer la transition énergétique du secteur et amorcer sa décarbonation. Sur le long-terme, ces carburants constituent une solution pour assurer la décarbonation des vols long-courriers.

Les CAD sont définis comme l'ensemble des carburants d'origine non-fossile. Ce sont des hydrocarbures, identiques, d'un point de vue chimique, aux carburants d'origine fossile. La différence avec ces derniers réside dans le mode de production : le carbone provient de résidus d'organismes vivants enfouis sous terre pendant des millions d'années pour les carburants fossiles alors que pour les carburants durables, les atomes de carbone qui les composent proviennent de la dégradation de la biomasse⁴⁰ ou de ressources renouvelables d'origine non biologique sur une échelle de temps plus courte. Toutefois, la production des carburants durables, qualifiés comme tels par opposition aux carburants fossiles, n'est pas sans impact sur l'environnement puisqu'elle mobilise de la biomasse, de l'électricité pour produire de l'hydrogène, de l'eau et du foncier dont des espaces naturels, agricoles et forestiers et émet des gaz à effet de serre (cf. annexe III).

³⁷ Le carbone qu'ils contiennent est d'origine fossile.

³⁸ Le kérosène, aussi appelé autrefois « *pétrole lampant* », est un mélange complexe d'hydrocarbures obtenus par distillation du pétrole brut. Les hydrocarbures contiennent en majorité des alcanes (C_nH_{2n+2}) de formule chimique allant de $C_{10}H_{22}$ à $C_{14}H_{30}$. Il est utilisé essentiellement dans la fabrication de carburant pour l'aviation (turboréacteurs et turbopropulseurs), notamment du Jet A1, le principal d'entre eux.

³⁹ L'AIE (*Progress in Commercialisation of Biojet/SAF*, 2024) estime que seuls les vols court-courriers (<1 500 km) pourraient être électrifiables à horizon 2050, ce qui représente moins de 30 % du trafic mondial.

⁴⁰ La biomasse est la matière organique d'origine végétale ou animale valorisée énergétiquement.

Les CAD sont essentiellement développés pour leurs bénéfices en termes d'émissions de carbone sur leur cycle de vie. Selon l'IATA, les CAD vont permettre environ 65 % des réductions nécessaires pour que les compagnies aériennes atteignent leur objectif d'élimination des émissions nettes de carbone d'ici à 2050⁴¹.

Ils auraient aussi des effets potentiels positifs sur la qualité de l'air et sur les impacts dits « non-CO₂ » sur le changement climatique de l'aviation. La combustion des CAD présente un avantage en termes de qualité de l'air par rapport au kérosène fossile⁴². En effet, la composition chimique de la plupart des CAD est exempte de soufre (SO_x) et presque exempte d'aromatiques, qui sont des précurseurs de particules non volatiles (nvPM) qui se retrouvent dans les traînées de condensation générées dans le sillage des avions. En revanche, les CAD ne permettent pas de réduire les émissions d'azote (NO_x) puisque leur température de combustion est similaire à celle du kérosène fossile. Par ailleurs, les recherches se poursuivent pour comprendre les différents effets du soufre sur le réchauffement climatique ou les interactions entre les aérosols et les nuages, ainsi que pour caractériser l'impact de traînées de condensation produites. Depuis janvier 2025, les compagnies aériennes ont l'obligation de rapporter les effets non-CO₂ de leur activité dans l'UE⁴³, ce à quoi l'IATA est opposée au motif d'un manque de consensus scientifique.

Les CAD sont qualifiés de solution « drop-in » puisqu'aucune modification substantielle des technologies d'aéronef et de la logistique d'approvisionnement n'est nécessaire pour permettre leur utilisation. Une fois mélangés, les CAD peuvent être acheminés via les mêmes infrastructures de distribution. Ce qualificatif est donné par opposition aux solutions « non drop-in », telles que les propulsions électriques ou à hydrogène, qui nécessitent des modifications des aéronefs mais également des infrastructures d'approvisionnement au sein des aéroports. Les investissements dans le déploiement des CAD se situent ainsi essentiellement en amont de la filière aéronautique, sur les producteurs et fournisseurs de carburants. Avec les CAD, les constructeurs d'aéronefs et les compagnies aériennes ne supportent pas le risque de transition. Ils bénéficieront du déploiement des CAD sans porter le risque en cas d'échec, ce qui en fait l'un des principaux leviers de décarbonation du secteur.

Les carburants d'aviation durables peuvent être :

- ◆ Soit d'origine biologique, **les biocarburants (bio-CAD ou bio-SAF)**, produits à partir de biomasse avec des procédés biochimiques ou thermochimiques différents du raffinage ;
- ◆ Soit synthétiques, **les carburants de synthèse, carburants synthétiques ou électro-carburants (les e-CAD ou e-SAF)**, produits à partir d'hydrogène électrolytique, grâce à de l'hydrogène bas carbone, combiné à du CO₂ biogénique, donc pour l'essentiel issus de la combustion de biomasse, capté en sortie d'usine ou dans l'atmosphère.

⁴¹ IATA, Rapport *Annual Review 2025*, publié en juin 2025.

⁴² La campagne ECLIF-3 menée en France en 2021 (expérimentations en vol) a permis de constater que la combustion d'un CAD 100 % HEFA génère 35 % de particules non volatiles en moins qu'un kérosène fossile, entraînant une réduction de 56 % du nombre de cristaux de glace, générant ainsi des traînées de condensation moins opaques et plus éphémères. Märkl et al, *Powering aircraft with 100% sustainable aviation fuel reduces ice crystals in contrails*, 2024

⁴³ Règlement d'exécution 2018/2066 de la Commission du 19 décembre 2018 relatif à la surveillance et à la déclaration des émissions de gaz à effet de serre au titre de la directive 2003/87/CE du Parlement européen et du conseil ; articles L. 229-6 et L. 229-7 et R. 229-37-7 du code de l'environnement et arrêté du 24 juin 2013 relatif à la surveillance, la déclaration et la vérification des émissions et des données relatives aux tonnes-kilomètres des exploitants d'aéronef dans le cadre du système européen d'échange de quota d'émission de gaz.

D'un point de vue technologique, **les carburants de synthèse sont des carburants liquides ou gazeux qui sont produits à partir d'une part, d'hydrogène⁴⁴**, lui-même produit par électrolyse de l'eau⁴⁵ grâce à de l'électricité bas carbone et d'autre part, **de dioxyde de carbone (CO₂) capté**. Les molécules de CO₂ utilisées proviennent soit de sources industrielles (captage en sortie de cheminées, où la concentration en CO₂ est élevée, à condition que le CO₂ soit biogénique⁴⁶) soit sont captées dans l'atmosphère (*Direct Air Capture*, DAC).

Encadré 1 : Définition juridique des carburants de synthèse

Peu de pays ont défini dans leur réglementation les carburants de synthèse.

Le **Royaume-Uni** considère les carburants de synthèse produits à partir d'énergie bas-carbone (*power-to-liquid* ou PtL) comme des carburants durables entendus comme des carburants permettant des réductions d'émissions de GES sur le cycle de vie du carburant d'au moins 40 % par rapport à un niveau de référence de 89gCO₂/MJ. Les carburants de synthèse sont des carburants rattachés aux carburants RFNBO, c'est-à-dire aux carburants qui tirent leur énergie d'un procédé décarboné (ce qui inclut le nucléaire) et non de matières premières.

Au **Brésil**, la **loi sur les carburants du futur d'octobre 2024** définit le carburant de synthèse comme un « *carburant synthétisé à partir de voies technologiques telles que des processus thermo-chimiques et catalytiques et qui peut remplacer partiellement ou totalement des carburants d'origine fossile* ».

En revanche, aux **Etats-Unis**, au **Canada**, en **Chine**, en **Arabie Saoudite** ou au **Maroc**, il n'existe pas à ce stade de définition juridique des carburants de synthèse.

Source : Mission, à partir des données issues de l'étude comparative internationale (ECI) menée par les services économiques.

Le e-kérosène (C₁₀H₂₂ à C₁₄H₃₀) est principalement utilisé pour décarboner le secteur aérien. **Le e-bio-kérosène** est une voie d'enrichissement du biokérosène par de l'hydrogène électrolytique, ce qui permet d'obtenir plus de CAD pour une quantité donnée de biomasse, mais sa reconnaissance en tant que carburant de synthèse au sens de la réglementation européenne est sujette à interprétation (*cf.* partie 3.2.3).

2.1.2. Le secteur maritime compte cinq catégories de carburants de synthèse

Les carburants de synthèse dans le secteur maritime, classés par ordre de mérite, sont :

- ♦ **Le e-méthane (CH₄) ou e-GNL⁴⁷** est un gaz de synthèse produit à partir d'hydrogène renouvelable et de CO₂ recyclé, qui pourrait être utilisé en remplacement du GNL. L'inconvénient est le risque de fuites de méthane qui réduiraient voire annuleraient les gains en CO₂ de la combustion du gaz ;

⁴⁴ Alors que l'élément hydrogène (H) est le plus abondant des éléments de l'Univers, la molécule d'hydrogène (H₂) n'existe quasiment pas à l'état naturel et doit donc être produite, synthétisée.

⁴⁵ L'électrolyse de l'eau, réalisée au sein d'un électrolyseur, correspond à la décomposition de l'eau (H₂O) en ses composants de base, l'hydrogène et l'oxygène, par le passage d'un courant électrique : 2H₂O = 2H₂ + O₂.

⁴⁶ L'ADEME définit le carbone biogénique comme le carbone contenu dans la biomasse d'origine agricole ou forestière, émis lors de sa combustion ou dégradation, ainsi que celui contenu dans la matière organique du sol. Afin de ne pas augmenter la concentration de CO₂ dans l'atmosphère, les molécules de CO₂ doivent rester en cycle fermé et donc provenir *in fine* de biomasse. Plusieurs processus sont possibles : combustion, production de papier, méthanisation, etc. Ceci exclut les émissions industrielles de CO₂ provenant par exemple des centrales électriques fossiles, des cimenteries, des productions d'engrais à partir d'énergie fossile, etc.

⁴⁷ Le méthane est le principal composant du gaz naturel, principal gaz utilisé dans la production d'énergie.

- ♦ **Le e-méthanol (CH_3OH)**⁴⁸, méthanol synthétisé à partir de CO_2 capté dans l'atmosphère et d'hydrogène renouvelable (par électrolyse), a l'avantage d'être liquide à température ambiante. Le méthanol est déjà industrialisé notamment en Chine et est utilisé dans le secteur de la chimie ou dans la production d'e-kérosène. Cette voie pourrait être celle privilégiée par le maritime pour les prochaines décennies. Il peut également être utilisé dans la filière *Methanol-to-Jet* (MtJ) qui permet de produire du CAD pour l'aviation à partir de méthanol mais nécessite une étape de raffinage supplémentaire ;
- ♦ **L'e-ammoniac (NH_3)**⁴⁹ ne nécessite pas de CO_2 pour sa production. Il est synthétisé à partir d'hydrogène renouvelable et d'azote de l'air *via* le processus Haber-Bosch. L'ammoniac est utilisé comme technologie de stockage et de transport mûre, notamment pour les engrais. À ce stade, son utilisation en tant que combustible n'est pas suffisamment mûre en raison de nombreux défis techniques en matière de sécurité, en raison de sa forme gazeuse. En effet, l'ammoniac est très corrosif et présente des risques de toxicité pour l'environnement en cas de fuite ou d'accident en mer. De plus, il soulève des défis en termes de conception de navires adaptés et de traitement des émissions de Nox et de N_2O . Selon le rythme de standardisation des moteurs, l'e-ammoniac pourrait dominer le marché des carburants alternatifs après 2040, selon T&E (Transport & Environnement) ;
- ♦ **L'hydrogène** : c'est une technologie en essor dans le maritime mais qui reste encore rarement produite. Son utilisation comme carburant reste limitée par sa faible densité énergétique volumique (sous forme gazeuse), qui exige des réservoirs plus volumineux, par des contraintes de stockage cryogénique, et par des risques accrus de fuites et d'explosions ;
- ♦ **Le e-diesel** est un co-produit inévitable de la production d'e-kérosène qui pourrait être réintroduit dans les flottes au moteur thermique du secteur maritime.

CMA-CGM a majoritairement opté pour des navires propulsés au GNL, l'orientant plutôt vers des besoins en méthane. À l'inverse, Maersk mise plutôt sur le méthanol.

2.2. La production de CAD, notion normative par nature car devant être certifiée, repose sur des briques technologiques maîtrisées

Afin de garantir la compatibilité des produits avec les exigences de sécurité aérienne, les procédés de production de CAD développés par les laboratoires de recherche et les bailleurs de licence doivent être certifiés par un organisme spécialisé, l'ASTM (*Advancing Standards Transforming Markets*)⁵⁰.

⁴⁸ Le méthanol (ou alcool méthylique) est le plus simple des alcools.

⁴⁹ L'ammoniac est un gaz incolore, dont l'odeur piquante et très âcre est facilement reconnaissable. Composé de trois atomes d'hydrogène et d'un atome d'azote, sa formule chimique est NH_3 .

⁵⁰ Organisation internationale de normalisation fondée en 1898, l'ASTM (*Advancing Standards Transforming Markets*, anciennement *American Society for Testing and Materials*) publie des normes techniques et les spécifications qui régissent le secteur de l'aviation, aussi bien pour la fabrication des aéronefs que pour l'utilisation des carburants d'aviation.

Plusieurs procédés de production des CAD existent, dépendant notamment des matières premières utilisées. La certification des voies de production des CAD est un prérequis indispensable à leur utilisation commerciale. Elle permet de s'assurer que les CAD répondent aux normes techniques strictes nécessaires pour garantir la sécurité en vol. La certification des procédés de production des CAD comprend deux phases : une phase de vérification du respect des standards de sécurité par une analyse physico-chimique et une vérification à l'aptitude à l'emploi à bord des avions. Les licences sont ensuite vendues à des développeurs de projet qui reproduisent la technologie afin de produire du CAD. Les productions de CAD peuvent alors être incorporées, en mélange avec du kérosène d'origine fossile, dans des avions par les metteurs à la consommation de produits pétroliers.

Fin 2025, onze procédés de production de CAD, principalement des biocarburants, étaient certifiés par l'ASTM (cf. tableau 6)⁵¹. Selon la technologie utilisée, les taux d'incorporation autorisés par l'ASTM varient de 5 à 50 %⁵². Le facteur principal limitant ce ratio est la faible proportion d'hydrocarbures aromatiques⁵³. Des travaux de recherche et de développement sont en cours pour pouvoir incorporer 100 % de carburant durable dans des moteurs d'avions⁵⁴. Les premiers CAD ont été certifiés en 2009 et 2011 pour le procédé Fischer-Tropsch (FT) et le procédé HEFA⁵⁵ et sont délivrés en aéroport depuis 2015 (graphique 2). Sur les onze procédés, trois sont des co-produits⁵⁶. Le dernier procédé certifié par l'ASTM en 2023 est l'utilisation d'alcools C2 à C5 pour la filière *alcohol-to-jet* (ATJ)⁵⁷.

Tableau 6 : Les voies de production des carburants durables certifiées par l'ASTM en 2025

ASTM D7566	Type de carburant	Abréviation	Procédé	Matière première	Taux d'incorporation maximale
A1	e-CAD	FT-SPK PtL	Fischer-Tropsch Power-to-Liquid	CO ₂ et H ₂	50 %
A1	Bio-CAD	FT-SPK BtL	Fischer-Tropsch Biomass-to-Liquid	Lignocellulosique	50 %
A2		HEFA-SPK	Hydroprocessed esters and fatty acids	Huiles usagées et graisses animales	50 %
A3		SIP-HFS	Synthesized iso-paraffins produces from hydroprocessed fermented sugars	Lignocellulosique	10 %

⁵¹ La norme ASTM D7566-25A, *Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons*, mise à jour le 5 décembre 2025, décrit les spécifications que les différentes voies de CAD doivent respecter avant d'être mélangées à du carburant fossile, ainsi que les exigences pour la production du mélange final. Elle est reconnue comme la principale norme par le secteur aérien.

⁵² Pour des raisons de sécurité, les standards internationaux de sécurité fixent un seuil maximal de 50 % d'incorporation de carburant durable au sein du carburant conventionnel. Source : ASTM D1566-25A, *Standard Specification for Aviation Turbine Fuels*, mise à jour le 17 décembre 2025.

⁵³ Par exemple, le procédé FT-SPK a été modifié en FT-SPK/A pour incorporer une plus grande part d'aromatique. Ces aromatiques sont nécessaires aux anciennes générations d'avions pour le comportement vis-à-vis des fuites.

⁵⁴ À cette fin, la communauté des constructeurs s'est engagée à travers le Conseil international de coordination des associations des industries aéronautiques (l'ICCAIA) à garantir que d'ici à 2050 les moteurs et les aéronefs seront à même de fonctionner en utilisant 100 % de CAD dûment approuvés avec, dès 2030, des solutions pour les nouveaux produits comme pour ceux déjà en service.

⁵⁵ Le procédé HEFA permet de produire des carburants à partir d'huiles végétales ou animales.

⁵⁶ Ils s'appuient sur les capacités existantes de production de carburants fossiles dans lesquels on injecte une couche d'intrants renouvelables (huiles usagées, graisses animales de catégorie 1 et 2 selon les critères européens de durabilité), sans que cela en fasse des bio ou e-CAD, ce qui permet de s'appuyer sur les usines existantes.

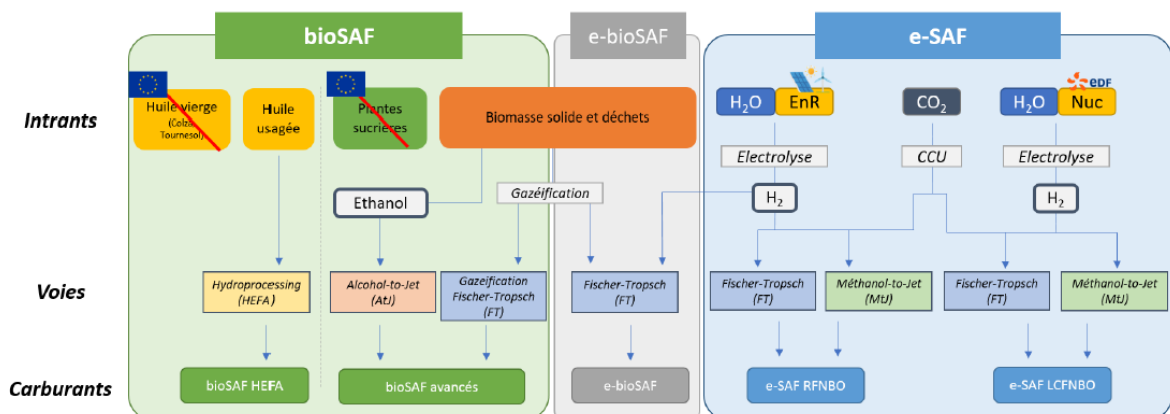
⁵⁷ Procédé de production de biocarburants en passant par la conversion d'alcools (éthanol, butanol).

Annexe I

ASTM D7566	Type de carburant	Abréviation	Procédé	Matière première	Taux d'incorporation maximale
A4		FT-SPK/A	Fischer-Tropsch with aromatics	Lignocellulosique	50 %
A5		ATJ-SPK	Alcohol-to-jet	Lignocellulosique	50 %
A6		CHJ	Catalytic hydrothermolysis jet fuel	Lipides	50 %
A7		HC-HEFA-SPK	Synthesized paraffinic kerosene from hydrocarbons - hydroprocessed esters and fatty acids	Algue	10 %
A8		ATJ-SKA	Synthetic Paraffinic Kerosene with Aromatics	Alcools C2 à C5 issus de la biomasse	50 %
A1 ⁵⁸	Co-produits	ND	co-hydroprocessing of esters and fatty acids in a conventional petroleum refinery	Huiles végétales, graisses animales, huiles de cuisson usagées provenant de la biomasse et du pétrole	5 %
A1 ⁵⁸		ND	co-hydroprocessing of Fischer-Tropsch hydrocarbons in a conventional petroleum refinery	Hydrocarbures FT co-processés avec du pétrole	5 %
A1 ⁵⁸		ND	Co-Processing of HEFA	Huiles usagées et graisses animales	10 %

Source : Mission. Légende : A1-annexe 1 ; FT-Fischer-Tropsch ; SPK-synthesized paraffinic kerosene ; HEFA-hydroprocessed esters and fatty acids, HFS-hydroprocessed fermented sugars ; ATJ-alcohol-to-jet ; CHJ-catalytic hydrothermolysis jet ; HH-hydroprocessed hydrocarbons.

Graphique 2 : Récapitulatif des voies de production de CAD

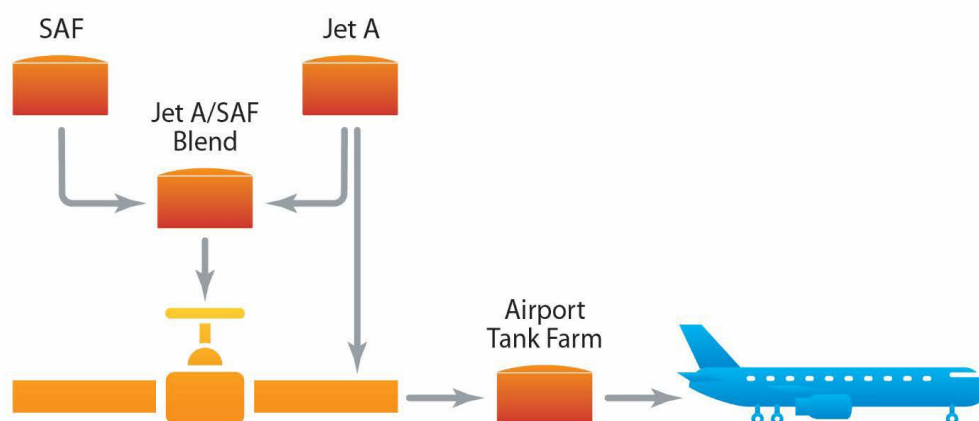


Source : Mémoire de Sydney Lame, 2025.

⁵⁸ Il s'agit de l'annexe 1 de la norme ASTM D1655.

L'enjeu technique et juridique pour le soutien à l'aviation durable porte sur la production de « composé synthétique pur » (SBC pour *synthetic blending component*) de qualité. Si les termes de carburants synthétiques, de e-CAD ou de SBC sont utilisés de manière indifférenciée, en réalité, ils correspondent à différentes étapes techniques. Le CAD est le produit fini qui peut être utilisé dans les avions et résulte d'un mélange (*blend*) de SBC, hydrocarbure non produit à partir de pétrole et non certifié pour un usage direct dans les avions, et de carburant conventionnel fossile (*Jet A*)⁵¹. On parle donc de carburant « *blend* » (ou mélangé) pour désigner les CAD mais il n'existe pas de « *CAD pur* » (cf. figure 1). L'enjeu en termes de réalité technique et juridique pour soutenir l'aviation durable porte donc sur la production de qualité de SBC, issue d'intrants renouvelables. Par abus de langage, dans la suite du rapport, le terme de CAD sera utilisé indifféremment pour désigner le CAD ou le SBC.

Figure 1 : La méthode actuelle de *blending* du Jet A et du CAD dans un terminal



Source : Rapport NREL, Sustainable Aviation Fuel Blending and Logistics, 2024.

Le procédé le plus mûr de fabrication d'e-CAD, encore à l'état de pilotes industriels, est la synthèse de Fischer-Tropsch (FT-SPK) qui permet de produire tous types d'hydrocarbures : kérosène, diesel, essence. La voie Fischer-Tropsch (FT-SPK), autorisée par l'ASTM en 2009⁵⁹, permet de produire à la fois des biocarburants (voie FT-SPK-BtL pour *Biomass-to-Liquid*⁶⁰) et des carburants synthétiques (voie FT-SPK-PtL pour *Power-to-Liquid*⁶¹). **Cette voie a été privilégiée pour deux raisons :** d'une part, la certification ASTM était déjà obtenue pour la filière FT et d'autre part, une maturité technologique perçue comme plus avancée que celle d'autres procédés. **La filière PtL** repose sur la synthèse d'hydrocarbures liquides à partir de H₂ et de CO₂ issus de captage. L'hydrogène est produit par électrolyse de l'eau à l'aide d'électricité bas-carbone. Le CO₂ est transformé en CO via une réaction dite *reverse water gas shift* (RWGS) puis injecté avec l'hydrogène dans un réacteur FT pour former un carburant liquide, qui peut ensuite être raffiné en e-kérosène, conformément aux spécifications aéronautiques. Lors de la synthèse Fischer-Tropsch permettant de produire du kérosène, d'autres types d'hydrocarbures sont produits tels que le diesel et le naphta. La réaction chimique peut-être optimisée pour maximiser la part d'e-CAD produit, mais l'existence de co-produits est inévitable⁶². Ainsi, la production de e-CAD pour l'aviation induirait une production de e-diesel, qu'il est possible de valoriser dans d'autres filières (cf. graphique 3).

⁵⁹ Norme ASTM D7566-25A, *Standard Specification for Aviation Turbine Fuel Containing Synthesized Hydrocarbons* amendée.

⁶⁰ La voie BtL est la transformation thermochimique de biomasse en carburant liquide.

⁶¹ Le procédé PtL permet de produire des carburants synthétiques à partir d'électricité bas carbone et de CO₂ capté.

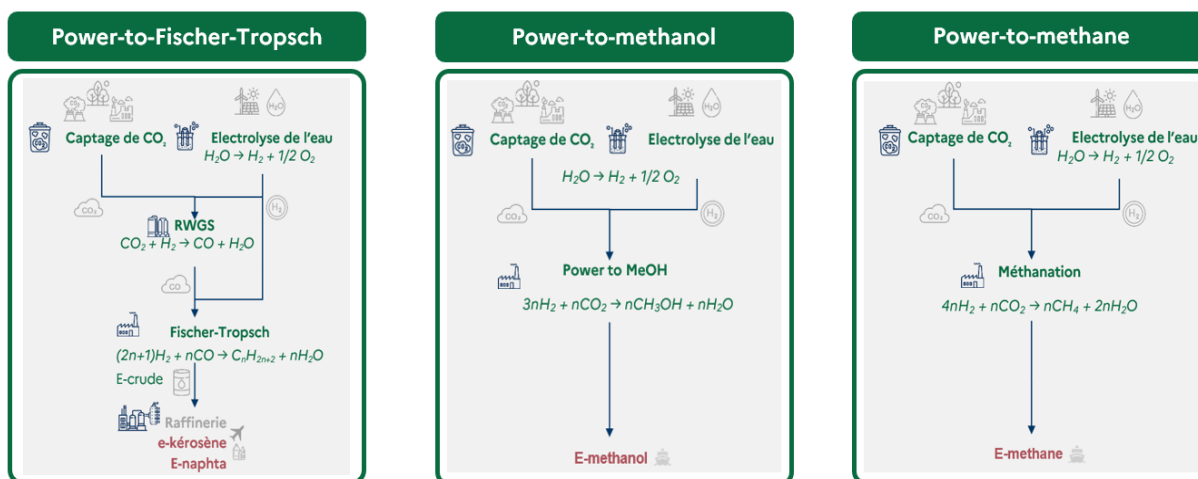
⁶² Académie des technologies, *La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables*, février 2023.

Le procédé Methanol-to-Jet (MTJ)⁶³ est en cours de certification par l'ASTM qui devrait aboutir d'ici la fin de l'année 2026. Technologiquement moins mûre, cette voie présente des avantages qui expliquent l'essor des projets d'e-CAD s'appuyant sur cette voie. Le méthanol, production intermédiaire dans ce procédé, peut être commercialisé, ce qui présente un intérêt économique. Ce procédé convertit d'abord du CO₂ capté et de l'hydrogène vert en méthanol synthétique. Ce méthanol est ensuite transformé en un mélange d'hydrocarbures via un procédé chimique. Sa flexibilité opérationnelle, liée à la séparation en deux étapes, permet d'adapter la consommation électrique et de valoriser les périodes de faible coût ou de surplus d'énergie renouvelable. Ce procédé pourrait avoir un meilleur rendement carbone, être plus modulable et permettre une meilleure sélectivité sur la partie de la production dédiée à l'aviation.

La plupart des briques technologiques de production des carburants de synthèse sont maîtrisées (cf. graphique 3). D'après l'Académie des technologies, de nombreuses recherches sont dévolues à l'optimisation de procédés ou de briques technologiques pour la production des carburants durables, pour viser un déploiement à grande échelle. Les briques technologiques suivantes peuvent être considérées :

- ◆ La brique gazéification pour la production de syngaz ;
- ◆ La brique « *Reverse water gas shift* » (RWGS) pour la production de CO ;
- ◆ La brique « *Fischer Tropsch* » (FT) pour la synthèse du carburant ;
- ◆ Les briques de craquage, de reformage et de distillation pour l'optimisation de la coupe kérosène dans les alcanes produits ;
- ◆ La brique « *Direct Air Capture* » (DAC) pour l'extraction du CO₂ de l'air ;
- ◆ L'électrolyse pour la production d'hydrogène et éventuellement du CO.

Graphique 3 : Les briques technologiques de production des carburants de synthèse



Source : Mission.

L'électrolyse de l'eau⁶⁴, réalisée au sein d'un électrolyseur, est le seul procédé technologique actuellement disponible pour produire de l'hydrogène bas carbone en quantité industrielle, utilisé comme réactif pour la production des carburants de synthèse.

⁶³ Le principal développeur de ce procédé est ExxonMobil.

⁶⁴ Pour produire de l'hydrogène bas carbone, deux voies existent : l'électrolyse de l'eau réalisée au sein d'un électrolyseur et la captation et le stockage du carbone (*carbon capture and storage*, CCS) émis lors de la réaction de vaporeformage du méthane.

Les trois principales technologies d'électrolyseurs produits ou développés dans le monde sont :

- ♦ **Les électrolyseurs alcalins**, développés à grande échelle pour la production de chlore, en Europe, notamment en Allemagne (Nucera de ThyssenKrupp), au Pérou, au Japon ;
- ♦ **Les électrolyseurs à membrane à échange de protons (PEM-*proton exchange membrane*)** : Siemens Energy construit le premier PEM en Normandie avec Air Liquide⁶⁵, tandis que Nucera, le belge John Cockerill et des entreprises chinoises en déploient à grande échelle ;
- ♦ **Les électrolyseurs à oxyde solide, dits SOEC (*Solid Oxide Electrolysis Cell*)**, connus également sous le nom d'électrolyseurs à haute température.

En Europe, la première mise en service d'un électrolyseur d'hydrogène est celle du **groupe allemand BASF** d'une capacité de 54 MWh⁶⁶.

2.3. Si la production de carburants durables peine à décoller au niveau mondial, la France se positionne en pionnière du déploiement de cette filière

2.3.1. La production mondiale de carburants durables peine à décoller

En fixant des objectifs clairs pour l'utilisation des CAD, plusieurs obligations créent une demande prévisible de CAD, incitant les producteurs à investir dans les installations et les technologies de production du CAD (cf. encadré 2).

D'après Supaéro Décarbo et le Shift Project (2026), en l'état, même dans un scénario très optimiste où l'intégralité des carburants alternatifs produits serait alloué au seul secteur aérien, le secteur n'atteindrait pas un niveau de décarbonation compatible avec l'Accord de Paris à horizon 2050, les gains en efficacité énergétique et la réduction des intensités carbone ne suffisant pas à compenser l'augmentation prévisionnelle du trafic. Ainsi, pour un budget carbone donné, la maîtrise de la croissance du trafic, voire sa modération, reste, selon eux, un enjeu fort.

Dans son avis de mars 2026 sur le projet de SNBC 3, le Haut conseil pour le climat (HCC) recommande de davantage contenir la hausse du trafic aérien aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte de tensions sur la mobilisation de la biomasse nécessaire à la production de carburants d'aviation durable, en maîtrisant la croissance des infrastructures sur le territoire national. La filière aéronautique a exprimé des réserves sur la priorisation de l'usage de la biomasse dans le cadre des consultations sur la SNBC3.

⁶⁵ En septembre 2025, le projet Normand'Hy, installé à Port-Jérôme, a reçu ses neuf premiers électrolyseurs PEM fabriqués par Siemens Energy dans son usine berlinoise. Lancé dans le cadre du programme européen IPCEI (*Important Projects of Common European Interest*), Normand'Hy représente un investissement de 400 M€. La mise en service est prévue pour 2026, avec une production attendue de 28 000 tonnes d'hydrogène vert par an.

⁶⁶ Le groupe allemand BASF a démarré l'électrolyseur sur le complexe allemand de Ludwigshafen en mai 2025. Il doit fournir une tonne d'hydrogène renouvelable par heure. C'est l'un des plus grands électrolyseurs au monde.

Encadré 2 : Le soutien à la production de CAD à l'étranger

D'autres pays encouragent la production de CAD, sans faire référence à la production d'e-CAD.

Aux **Etats-Unis**, les objectifs incitant à la production de CAD fixés sous l'administration Biden dans le cadre du *SAF Grand Challenge* sont tombés en désuétude sous l'administration Trump. Ils visaient à réduire *a minima* de 50 % les émissions tout au long du cycle de vie par rapport aux carburants conventionnels, à produire 2 à 3 Md de gallons par an de CAD d'ici 2030 et 35 Md de gallons pour satisfaire 100 % de la demande nationale d'ici 2050.

Au **Canada**, il n'existe aucune obligation d'incorporation de CAD au niveau fédéral. Le levier des CAD n'est pas identifié dans les stratégies nationales ou provinciales de décarbonation. Le *Canadian Council for Sustainable Aviation Fuels* (C-SAF), organisation représentative du secteur, a proposé un objectif de production de CAD correspondant à 25 % de la demande, dans sa feuille de route de 2023, dans la continuité de l'objectif d'incorporation de 10 % de CAD à horizon 2030 prévu dans le plan d'action climatique de l'aviation du Canada (2022-2030).

La Chine a fixé un objectif de consommation de plus de 20 kt de CAD en 2025 et de plus de 50 kt de CAD sur la période du 14^{ème} plan quinquennal (2021-2025) pour le développement vert de l'aviation civile (2022), soit un taux d'incorporation de CAD de 0,05 % pour 2025. Les vols domestiques à destination et décollant de quatre aéroports (Beijing Daxing, Chengdu Shuangliu, Zhengzhou et Ningbo) et exploités par Air China, China Eastern Airlines et China Southern Airlines, doivent obligatoirement emporter 1 % de CAD depuis 2024. Il n'existe pas d'obligation nationale d'incorporation de carburants de synthèse pour le secteur maritime. **L'Inde** a fixé une cible de 2 % de CAD pour les vols internationaux d'ici 2028.

L'Arabie Saoudite encourage l'utilisation des CAD dans le secteur aérien, sans l'imposer. Les **Émirats arabes unis (EAU)** se sont dotés en 2023 d'une feuille de route pour les CAD qui fixe un objectif de production domestique de 700 M de litres de CAD d'ici 2030, difficilement atteignable vu le retard constaté dans le développement des capacités de production, ainsi qu'un investissement de 7 à 9 Md\$ dans la chaîne de valeur d'ici 2030. La feuille de route, en cours de révision, fixe un objectif volontaire en 2031 d'incorporation de 1 % de CAD local par les compagnies nationales dans les aéroports du pays.

Le **Brésil** s'est fixé des **obligations de réduction des émissions de GES** pour le secteur aérien pour les vols nationaux entre 2027 et 2037, de 3 % en 2030, de 8 % en 2035 et de 10 % en 2037 (loi n° 14.993 du 8 octobre 2024 dite « *Loi sur les carburants du futur* » dans le cadre du programme national de carburant durable pour l'aviation-ProBioOAV). D'après le plan décennal d'expansion de l'énergie 2025-2034, il faudrait inclure entre 8 % de CAD en 2027 et 12 % en 2034 au kérosène fossile pour atteindre les objectifs de ProBioOAV. S'agissant du secteur maritime, un programme national dédié aux carburants maritimes durables devrait être lancé en 2026-2027.

Source : Mission, à partir des données issues de l'ECI menée par les services économiques.

De fait, la production de CAD, amorcée en 2023, qui ne repose que sur des bio-CAD à ce jour, peine à décoller (cf. tableau 7) :

- ◆ En 2023, la demande énergétique du transport aérien s'élevait à environ 13 EJ⁶⁷, avec un approvisionnement en énergie encore très majoritairement fossile, les CAD ne représentant qu'environ 0,2 % de la consommation mondiale de carburants d'aviation⁶⁸ ;
- ◆ En 2024, la production de CAD a doublé, de 0,5 Mt en 2023 à 1 Mt, représentant 0,3 % de la production mondiale de kérosène (proche des 330 Mt) et 11 % de la production de carburants renouvelables⁶⁹. Toutefois, l'IATA souligne que la hausse de la production était en-deçà des 1,5 Mt anticipées en raison du report de production des principales usines de production de CAD américaines et que le passage à l'échelle est insuffisant pour satisfaire la demande ;

⁶⁷ L'EJ (exajoule) est une unité d'énergie équivalente à 10¹⁸ joules.

⁶⁸ IATA, Communiqué de presse du 6 décembre 2023

⁶⁹ IATA, Rapport *Annual Review 2025*, juin 2025.

- ♦ En 2025, la production de CAD devrait atteindre 1,9 Mt, soit le double de la production de 2024⁷⁰.

D'après l'IATA, entre 2022 et mars 2025, 64 % des contrats d'approvisionnement (*offtake agreements*) concernent des bio-CAD (HEFA), sur un total de 124 *offtake* dont 86 contraignants.

Tableau 7 : Historique des volumes mondiaux de CAD produits et projections à horizon 2030

	2023	2024	2025 (prév.)	2026 (prév.)	2030 (prév.)
Production (en Mt)	0,5	1	1,9	2,4	13,7
Part de la consommation totale de carburéacteur (en %)	0,2 %	0,3 %	0,6 %	0,8 %	ND
Part de la production totale de carburants renouvelables (en %)	ND	3 %	11 %	ND	27 %

Source : Mission, à partir des données de l'IATA, Annual Review 2025, 2025. *Légende* : prév.-prévisionnel. *Note de lecture* : pour les années 2023 et 2024, il s'agit des volumes effectivement produits.

À l'échelle mondiale, d'après l'étude comparative internationale (ECI) menée par les services économiques à l'étranger, plusieurs pays se concentrent sur la production de carburants durables :

- ♦ La **Chine**, qui assure la production de plus de 50 % du **méthanol** mondial, a adopté des politiques sectorielles visant depuis 2021 à créer un cadre favorable au développement du **méthanol vert**, c'est-à-dire le bio-méthanol et le e-méthanol, notamment pour les usages dans le transport maritime, mais aussi dans la transition énergétique et industrielle ;
- ♦ Au **Brésil**, la production se concentre sur les biocarburants (éthanol de canne à sucre) avec plus de 300 usines en activité, pour l'aérien ou le routier ;
- ♦ À l'inverse, les **Émirats arabes unis (EAU)** misent plutôt sur les carburants d'aviation à faible teneur en carbone (les LCAF ou *low carbon aviation fuels*), produits à partir d'hydrocarbures, au détriment des CAD compte-tenu de la faiblesse des ressources en biomasse.

Pour le secteur maritime, l'option la plus rapide en termes de substitution des carburants fossiles repose sur l'utilisation de biocarburants, soit des bio diesels (EMAG-esters méthyliques d'acides gras, HVO-huile végétale hydrotraînée, FT-Diesel-Fischer-Tropsch Diesel, DME-diméthyléther) des bio-alcools (méthanol, éthanol) produits à partir de biomasse variée ou de biocarburants gazeux (bio-GNL), qui sont des solutions *drop-in*, compatibles avec les moteurs actuels et ne nécessitant aucune modification de la flotte. Les bio-alcools et le bio-GNL sont à un stade mûr, de démonstration de prototypes et de système éprouvé dans un environnement opérationnel (TRL pour *technology readiness level* entre 7 et 9). La production de bio-MGO nécessite de la biomasse huileuse, la même matière première que pour le biodiesel routier et la filière HEFA pour l'aviation.

Enfin, l'ammoniac et l'hydrogène sont envisagées comme alternatives, mais leur adoption nécessite encore des développements importants⁷¹.

Selon *Det Norske Veritas* (DNV)⁷², si le transport maritime devait se décarboner complètement d'ici 2050 en utilisant principalement des biocarburants, associés à des mesures d'efficacité énergétique, 250 Mtep/ an de biocarburants seraient nécessaires.

⁷⁰ IATA, Communiqué n°57 du 9 décembre 2025

⁷¹ D'après Aéro Décarbon et *The Shift Project*, *Pouvoir volet sans pétrole : quel approvisionnement énergétique pour le secteur aérien ?*, février 2026.

⁷² DNV est un spécialiste de l'évaluation et de la gestion des risques pour divers secteurs industriels dont le maritime.

En 2023, la consommation de biocarburants était de 0,7 Mt pour une consommation totale de 211 Mt de carburants par la flotte mondiale⁷³. Dans l'ensemble des scénarios présentés dans le *Maritime Forecast to 2050* du DNV, la demande annuelle en carburant liquide (hors GNL et méthanol) du secteur maritime pourrait se situer entre 6 et 11 EJ, dont entre 3 et 6 EJ de biocarburants en 2050.

Entre 2024 et 2035, sous l'effet de la réglementation européenne (FuelEU Maritime), la part des carburants fossiles devrait diminuer de 90 à 80 %, et celle de GNL devrait augmenter de près de 15 %¹⁴⁴. D'après T&E⁷⁴, la demande en e-carburants devrait atteindre 24,35 Mtoe en 2050, avec une faible montée en charge en 2030 (0,11 Mtoe, soit 0,4 % des besoins en énergie) et en 2035 (1,65 Mtoe).

2.3.2. La France se positionne en pionnière du déploiement des carburants durables pour l'aviation et le maritime au niveau européen et international

La consommation de kérosène fossile du secteur aérien en France atteint 7 Mt en 2025, en prenant en compte les soutes internationales⁷⁵. Ceci représente 22 MtCO₂, soit 15 % des émissions liées au transport et 4,5 % des émissions nationales. L'intensité carbone des vols sur le territoire français a fortement diminué entre 2000 et 2023, passant de 120 gCO₂/PKT en 2000 à moins de 100 g CO₂/PKT en 2023, grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique des aéronefs et à une optimisation des trajets, ce qui a permis d'améliorer l'efficacité de la consommation de kérosène.

La France se positionne comme un leader sur la scène européenne et internationale en ce qui concerne le déploiement des CAD. Dès 2020, dans le cadre de la **feuille de route nationale pour le déploiement des biocarburants aéronautiques durables**, la France envisageait une trajectoire d'incorporation de CAD à court et moyen terme de **2 % en 2025 et de 5 % en 2030**. De ce fait, elle portait une politique reposant sur l'articulation entre le souci de créer un marché des CAD et celui de faire émerger les technologies de production les plus mûres de biocarburants de deuxième génération ou carburants de synthèse durables.

Conformément à l'article 301 de la loi climat et résilience de 2021⁷⁶, le secteur aérien⁷⁷ a publié sa feuille de route de décarbonation en mars 2023. Elle détaille plusieurs scénarios, impliquant un recours plus ou moins important aux CAD et une amélioration plus ou moins forte de l'intensité énergétique des vols. Les projections d'activité décarbonée sur le périmètre France (vols métropole et outre-mer) sont les suivantes :

- ◆ Dans un scénario « *action* », une activité décarbonée à près de 80 % à horizon 2050 ;
- ◆ Et dans un scénario « *accélération* », une activité décarbonée à hauteur de 92 % à horizon 2050.

Les taux d'incorporation de CAD (dont de carburants de synthèse) considérés dans les scénarios de décarbonation de la feuille de route sont présentés dans le tableau 8.

⁷³ DNV, *Maritime Forecast to 2050*, Energy Transition Outlook 2025, d'après des données de l'OMI de 2024.

⁷⁴ T&E, *e-fuels observatory for shipping*, mai 2024.

⁷⁵ D'après les données du service des données et études statistiques (SDES).

⁷⁶ L'article 301 de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets, dite « *loi Climat et Résilience* », dispose que, pour chaque secteur fortement émetteur de gaz à effet de serre, une feuille de route soit établie conjointement par les représentants des filières économiques, le Gouvernement et les représentants des collectivités territoriales pour les secteurs dans lesquels ils exercent une compétence. Cette feuille de route coordonne les actions mises en œuvre par chacune des parties pour atteindre les objectifs de baisse des émissions de gaz à effet de serre fixés par la SNBC 2.

⁷⁷ Le copilotage de l'élaboration de cette feuille de route pour le secteur de l'aérien a été assuré par la Direction générale de l'Aviation civile (DGAC) et le Groupement des industries françaises aéronautiques et spatiales (GIFAS).

Tableau 8 : Taux d'incorporation de CAD (dont e-CAD) par scénarios retenus dans la feuille de route de décarbonation du secteur aérien (en %)

Scénario	2030	2035	2040	2050
Action	6 % (0,7 %)	20 % (5 %)	32 % (8 %)	63 % (28 %)
Accélération	10 % (0,7 %)	20 % (5 %)	37 % (13 %)	85 % (50 %)

Source : Mission, à partir des données de la feuille de route.

Les CAD contribueraient à raison de 41 à 47 % à la réduction des émissions de CO₂ entre 2018 et 2050, selon le scénario et le périmètre retenu⁷⁸.

Le Gouvernement a signé en juin 2025 le volet CAD du contrat stratégique de filière Nouveaux Systèmes Énergétiques (CSF-NSE)⁷⁹ qui pose les bases d'une stratégie opérationnelle 2024-2027 pour faire émerger une **filière durable et compétitive de CAD**. La feuille de route est structurée autour de quatre priorités :

- ◆ Définir une stratégie ambitieuse en matière de production de CAD : produire suffisamment de biocarburants et de carburants de synthèse en 2030 pour répondre aux besoins nationaux, et envisager une position française exportatrice ;
- ◆ Créer les conditions de l'émergence d'une filière industrielle française de production de CAD : permettre aux projets de prendre les décisions finales d'investissement (FID), tout en garantissant une concurrence équitable pour les compagnies aériennes ;
- ◆ Sécuriser une production française conforme aux exigences de durabilité et compétitive : renforcer la traçabilité, lutter contre les importations non conformes, et soutenir les technologies françaises ;
- ◆ Lancer les premiers projets industriels avant 2030 : faciliter l'identification de foncier mobilisable et accompagner les projets stratégiques pour structurer une filière souveraine.

Le scénario de référence de la SNBC 3 prévoit un alignement sur les objectifs de ReFuelEU Aviation pour le recours aux CAD en 2030 et 2035 et va au-delà du règlement à horizon 2050, avec un taux d'incorporation de carburants durables de 85 % (contre 70 % dans ReFuelEU Aviation), dans l'esprit du scénario « *accélération* » présenté dans la feuille de route de décarbonation de l'aérien et dans une logique de scénario « *avec mesures supplémentaires* ». Une partie des carburants synthétiques est importée en fonction des capacités de production sur le territoire national et de la disponibilité en électricité décarbonée.

La sensibilité à l'évolution du trafic aérien international est forte. Ainsi, d'après le projet de SNBC 3, une hausse de 40 % du trafic aérien international entre 2019 et 2050 impliquerait un accroissement de 9 TWh de la consommation électrique nécessaire pour produire le supplément de e-CAD, un accroissement de 3,5 TWh de la consommation de biocarburants, ce qui pourrait nécessiter des importations et des émissions supplémentaires de 0,4 Mt CO₂e/ an en 2050.

⁷⁸ Contribution à hauteur de 47 % sur le périmètre international dans le scénario d'accélération contre 41 % sur le périmètre France dans le scénario action (page 56 de la feuille de route).

⁷⁹ Éric Lombard, ministre de l'Économie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique, Marc Ferracci, ministre chargé de l'Industrie et de l'Énergie, Philippe Tabarot, ministre chargé des Transports, Stéphane Michel, co-président du CSF et directeur général *Gas, Renewables & Power* de TotalEnergies, Laurent Bataille, co-président du CSF et président de Schneider Electric France, Christian Gauthier, pilote du Groupe de Travail SAF du CSF et directeur général adjoint Transformation et développement durable d'Air France et les représentants des cinq organisations syndicales de salariés ont signé ce volet.

De même, si les objectifs d'incorporation en 2050 étaient finalement proches des objectifs fixés actuellement par ReFuelEU (soit de 70 % au lieu de 85 %), cela aurait pour conséquences, à trafic constant :

- ◆ L'émission de GES supplémentaires par le secteur aérien via les consommations de kérosène fossile (environ 2 Mt/ an) ;
- ◆ Une baisse de la consommation d'électricité ou de biomasse (environ 20 TWh d'électricité primaire ou 10 TWh de biocarburants) nécessaires à la fabrication de carburants durables, qu'elles soient effectuées en France ou à l'étranger pour les exports vers la France.

Pour le secteur maritime, le scénario de référence de la SNBC 3 fixe comme objectifs :

- ◆ **Pour le transport de voyageurs**, un alignement sur les objectifs de FuelEU Maritime et de la directive RED III ;
- ◆ **Pour le transport de marchandises**, une généralisation de l'usage de carburants durables liquides et gazeux, autres que de première génération, permettant d'atteindre une **réduction de 12 % de l'intensité carbone de l'énergie utilisée à bord des navires en 2030**, soit un objectif plus ambitieux que celui du règlement FuelEU Maritime de 6 %⁸⁰, dans un contexte de hausse de 1,5 % par an du trafic entre 2023 et 2035 puis une stabilisation avec un objectif de développement du soutage de carburants durables en France, selon la trajectoire de la feuille de route maritime. Selon les tests de sensibilité effectués, une moindre réduction de l'intensité carbone des carburants durables maritimes à horizon 2030 (6 % au lieu de 12 %) conduirait à une émission plus importante de 0,25 Mt CO₂e au niveau des soutes maritimes internationales.

Le scénario de référence de la FDR de décarbonation du secteur maritime de novembre 2024 repose sur une énergie initiale consommée de 27,7 TWh en 2023 et une hypothèse d'introduction des e-carburants en 2028 qui se déploient sur quinze ans couvrant le périmètre des soutes nationales uniquement⁸¹. Sous les hypothèses du scénario de référence, la quantité d'énergie consommée par la flotte diminuerait de 27,7 TWh en 2023 à 26,6 TWh en 2050 (- 4 %), incluant un apport de 43,7 TWh de e-carburants (cf. Tableau 9).

Tableau 9 : Estimation de la demande d'énergie pour le secteur maritime en France d'après la feuille de route de décarbonation du secteur (2024)

Besoins en énergie	2023	2030	2040	2050	2023-2050
Energie consommée par la flotte (TWh)	27,7	26,2	26,4	26,6	774
Dont énergie fossile consommée (TWh)	26,9	22	7,1	0	393
Dont énergie biosourcée (TWh)	0,9	3,1	6,2	7,2	136
Dont énergie e-carburants (TWh)	0	3,2	30,6	43,7	571
Dont énergie électrique (quai/ bord)	0	0,1	0,6	1,2	13

Source : Mission.

⁸⁰ En 2024, le gouvernement français avait pris part aux discussions en vue de l'adoption d'un *Memorandum of Understanding* sur la transposition de la RED III dans les secteurs maritime et aérien, dont le but était de définir une trajectoire nationale plus ambitieuse que celle de la directive européenne. Seuls les Pays-Bas et la Belgique ont signé cet accord.

⁸¹ Cela représente une flotte de 400 navires. Des navires soutent à l'étranger pour des raisons de prix et de simplicité par rapport à leurs opérations portuaires. Les grands ports de soutage sont Rotterdam et Singapour.

En pratique, les carburants synthétiques sont actuellement envisagés **uniquement dans des cadres spécifiques**, tels que des **corridors verts**⁸² ou des **partenariats pilotés par les clients**, dans lesquels le surcoût peut être partagé sur l'ensemble de la chaîne de valeur. Parmi ces partenariats, **l'Alliance des acheteurs maritimes pour des émissions zéro (la ZEMBA pour Zero Emission Maritime Buyers Alliance)** est une coalition de demande pilotée par les acheteurs, qui agrège le pouvoir d'achat de grands chargeurs (acheteurs de fret) afin d'accélérer le déploiement commercial du transport maritime à zéro émission.

La PPE 3 prévoit d'accompagner l'installation de premières implantations industrielles de production de biocarburants avancés, en priorité pour l'aviation et le maritime. En 2030, le besoin en biocarburants pour les transports terrestres, aériens et maritimes est estimé à 55 TWh en métropole. La production nationale de biocarburant attendue en 2030 et 2035 sera d'environ 50 TWh.

L'un des enjeux porte sur l'allocation optimale de la biomasse entre les secteurs utilisateurs. Dans cette optique, la biomasse⁸³ est fléchée par la PPE en priorité sur des usages non-énergétiques (alimentation humaine et animale, fertilité des sols, puits de carbone), puis sur des usages énergétiques à considérer en priorité (industrie, réseaux de chaleur, consommation de l'agriculture et de la filière forêt-bois, engins lourds de chantier) puis sur des usages énergétiques à développer raisonnablement et sous condition, au sein desquels on retrouve le trafic aérien et le soutage maritime, tout en soulevant l'enjeu de réduction du trafic et de financement accru de e-fuels.

2.4. À court terme, les carburants de synthèse devraient jouer un rôle limité dans la stratégie de décarbonation de ces secteurs

La stratégie nationale de l'hydrogène décarboné publiée en avril 2025 fixe comme objectif politique que **la France dispose d'une filière de production de carburants de synthèse sur le sol national en mesure de produire des volumes correspondants à 100 % de la demande française en carburants de synthèse pour les échéances 2030 et 2035** et d'envisager le recours à des imports à partir de 2040 pour couvrir une partie des volumes appelés par les règlements européens.

Dans le secteur maritime, la demande future de carburants synthétiques dépendra fortement de la réglementation internationale (OMI) et de leur compétitivité économique. En l'absence d'un cadre mondial clair et contraignant, la demande du secteur maritime a peu de chances de se matérialiser à court et moyen terme (cf. partie 1.2.2). **À court terme, les carburants synthétiques devraient jouer un rôle limité dans la décarbonation du transport maritime**, le recours aux biocarburants demeurant la principale voie de décarbonation du secteur.

Les scénarios modélisés dans la FDR pour chacun des segments de flotte prévoient **une incorporation progressive d'e-fuels à compter de 2030 et un usage plus intensif de ces carburants à partir de 2040** pour atteindre l'objectif d'émissions net zéro à horizon 2050, sans fixer d'objectifs chiffrés de taux d'incorporation.

⁸² La France et le Brésil ont signé un MoU en juin 2025 pour la création d'un « *corridor maritime vert* » entre le Port de Santos et le Port du Havre (HAROPA), en cours de mise en œuvre.

⁸³ L'article L. 211-2 du code de l'énergie définit la biomasse comme « *la fraction biodégradable des produits, des déchets et des résidus d'origine biologique provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales, de la sylviculture et des industries connexes, y compris la pêche et l'aquaculture, ainsi que la fraction biodégradable des déchets, notamment les déchets industriels ainsi que les déchets ménagers et assimilés lorsqu'ils sont d'origine biologique* ».

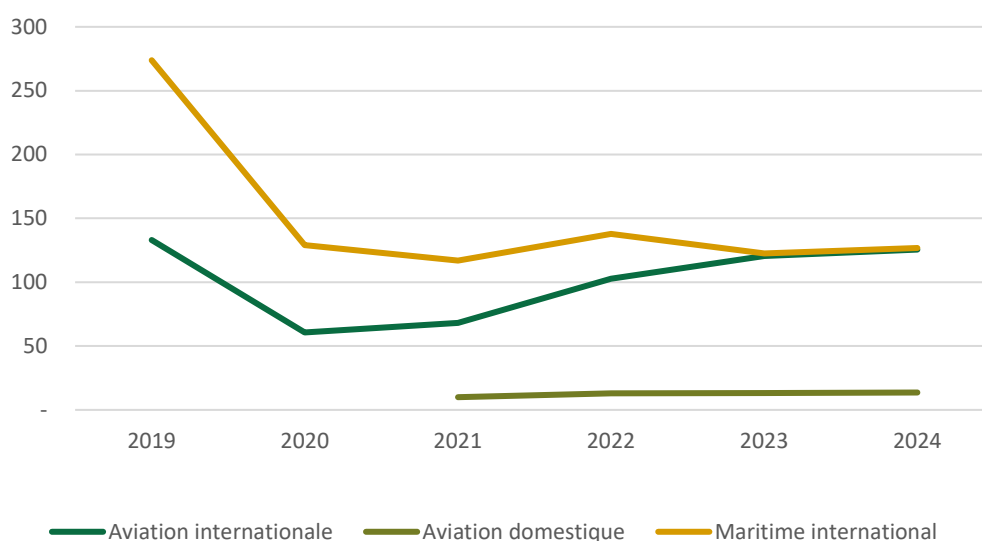
3. Afin d'atteindre la neutralité carbone au niveau européen, les secteurs aérien et maritime sont soumis à des obligations réglementaires qui soutiennent la demande en carburants de synthèse jusqu'en 2050

3.1. En Europe, les émissions de GES du transport aérien et maritime internationaux (9,4 % du total en 2024) ont fortement augmenté, respectivement de 130 % et 25 % par rapport à 1990, portées par la hausse du trafic

En 2024, les secteurs de l'aviation et du maritime étaient responsables de 9,4 % (265,92 MtCO₂e) des émissions totales de GES de l'Union européenne (UE)⁸⁴, ce qui représente une part plus élevée qu'au niveau mondial (cf. partie 1).

Au sein du secteur des transports qui est le plus gros émetteur de GES au sein de l'UE, responsable de 28,3 % des émissions totales (800 MtCO₂e), **les transports aérien et maritime pèsent, respectivement, 17,4 % et 15,8 % des émissions du secteur**⁸⁵. En 2024, le secteur aérien était responsable de 4,9 % (139,2 Mt) des émissions de GES dans l'UE (cf. graphique 4). Les vols internationaux qui représentent 10 % des vols européens émettent près de 55 % des GES. Le secteur maritime représentait 4,5 % des émissions de GES (126,7 MtCO₂e) de l'UE.

Graphique 4 : Émissions de GES du transport aérien et maritime dans l'UE (en Mt)



Source : Mission, à partir des données de l'AEE (2019-2025). Note de lecture : Le périmètre géographique est l'UE 27 (hors Royaume-Uni). Les séries statistiques pour l'aviation domestique commencent en 2021.

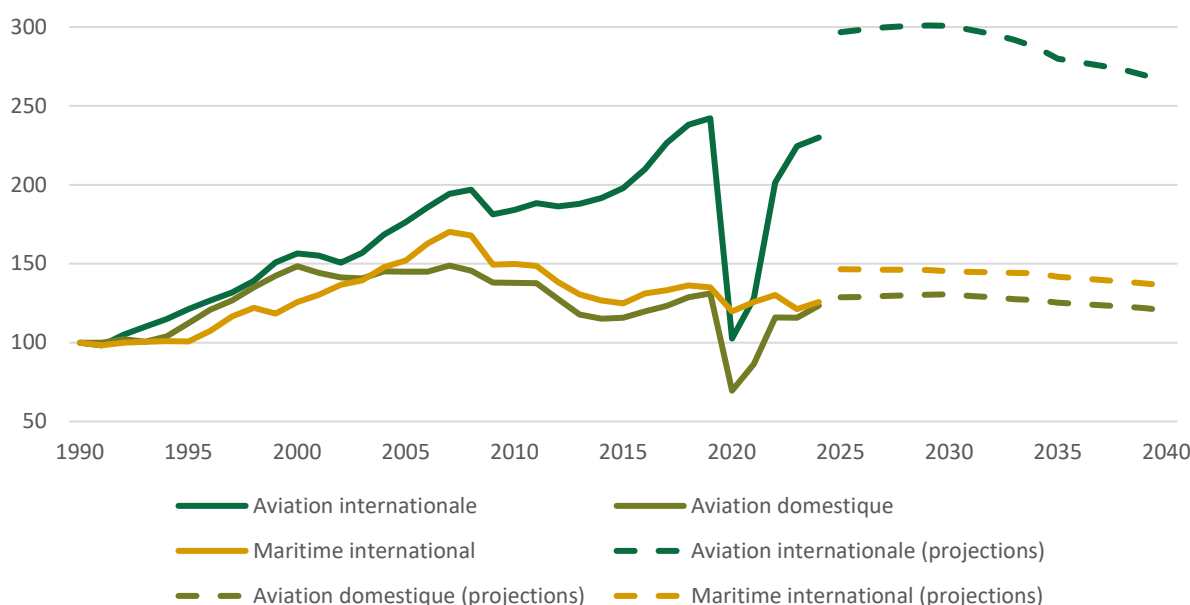
⁸⁴ En 2024, les émissions nettes totales de l'UE s'élevaient à 2 827,02 Mt CO₂e d'après l'Agence européenne pour l'environnement (AEE).

⁸⁵ En 2023, le secteur routier a émis la majorité (73 %) des émissions de GES du secteur des transports de l'UE.

Sur les trois dernières décennies (1990-2024), les émissions de l'aviation et du transport maritime internationaux dans l'UE ont augmenté très fortement, respectivement de 130 % et 25 % par rapport à 1990, faisant de ces secteurs les principaux contributeurs à l'augmentation des émissions (cf. graphique 5). Les émissions de ces deux secteurs ont connu la croissance la plus rapide au sein du secteur des transports⁸⁶. La baisse exceptionnelle des émissions des deux secteurs en 2020, due aux restrictions de mobilité liées à la pandémie de Covid-19⁸⁷, a été compensée par une reprise continue à la hausse des émissions.

D'ici 2030, alors que les émissions de GES du transport en Europe devraient revenir aux niveaux de 1990 (674 MtCO₂e) et que celles du secteur routier devraient diminuer, celles de l'aviation et du transport maritime international devraient connaître la plus forte hausse : + 31 % (300,7 MtCO₂e) par rapport à 2024 pour l'aviation et + 16 % (145,2 MtCO₂e) pour le maritime, et ce, en l'état des mesures existantes visant à promouvoir les carburants durables et les progrès technologiques. Entre 2030 et 2040, les émissions des secteurs aérien et maritime devraient diminuer en tendancier, restant toutefois au-dessus du pic d'émissions de GES atteint en 2019 (cf. graphique 5).

Graphique 5 : Changement des niveaux d'émissions des secteurs aérien et maritime dans l'UE 27 par rapport à 1990 (1990 = base 100) et projections pour la période 2025-2040



Source : Mission, à partir des données de l'AEE publiées en novembre 2025.

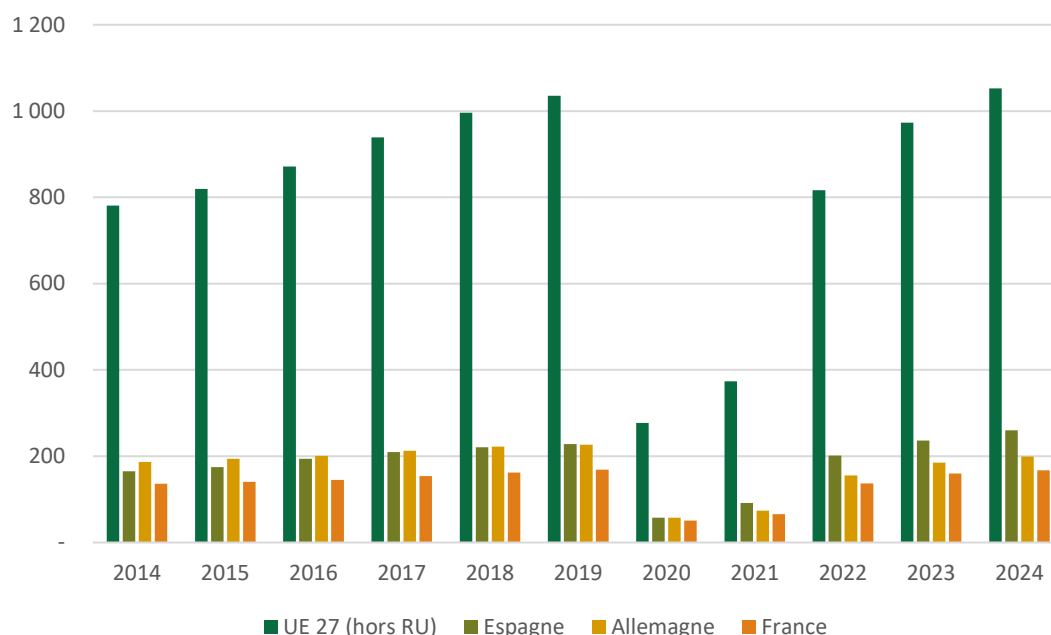
Les émissions de GES provenant de l'aviation et du transport maritime ont largement augmenté en raison de la croissance du trafic (cf. graphique 6). En 2024, l'UE comptait plus de 1 052 millions de passagers aériens⁸⁸, soit une hausse de 35 % du trafic depuis 2014, dépassant les niveaux pré-Covid de 2019. En France, le transport de passagers aériens a augmenté de 23 %, représentant 16 % du trafic de l'UE.

⁸⁶ Greenhouse gas emissions from transport in Europe | Indicators | European Environment Agency (EEA), publié le 6 novembre 2025.

⁸⁷ Le nombre de passagers aériens avait diminué de 73,3 % en 2020 par rapport à 2019 selon Eurostat.

⁸⁸ D'après des données de 2022 de l'ISAE-SUPAERO, le transport de passagers représente 71 % des émissions de GES de l'aviation, le reste étant porté par le fret (17 %), l'aviation privée (8 %) et l'aviation militaire (4 %).

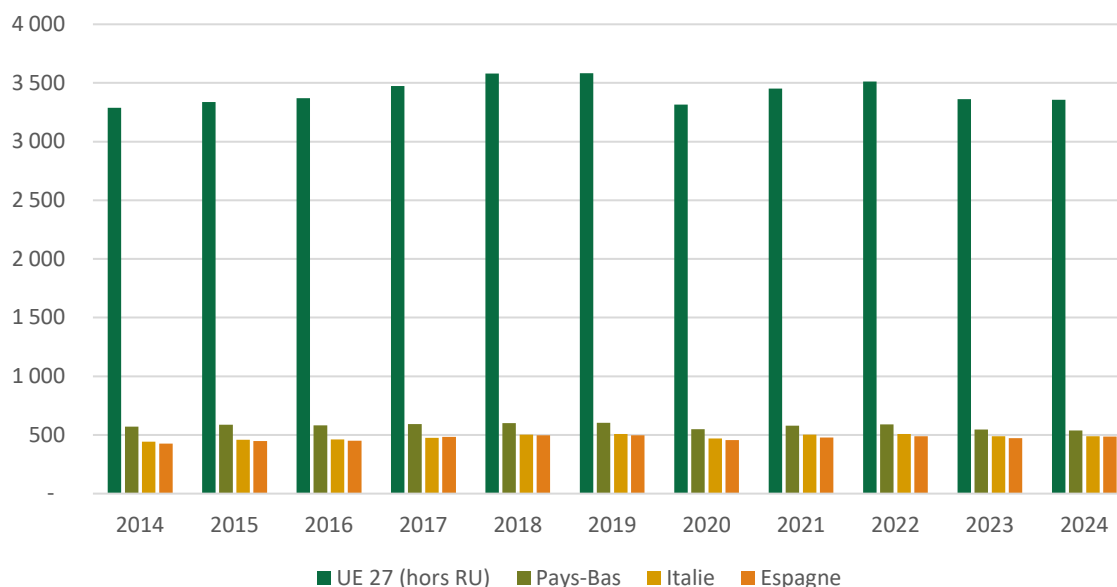
Graphique 6 : Nombre de passagers aériens dans l'UE (en millions)



Source : Mission, à partir des données Eurostat (avia_paoc), mises à jour le 28 janvier 2026. Note de lecture : Les passagers transportés sont tous les passagers d'un vol particulier comptés une seule fois (départs et arrivées).

Le volume du commerce maritime international dans l'UE a augmenté dans de moindres proportions. Sur la dernière décennie (2014-2024), le trafic maritime de marchandises dans l'UE a augmenté de 2 %, passant à 3,4 Md de tonnes, les trois principaux pays portuaires étant les Pays-Bas, l'Italie et l'Espagne (cf. graphique 7).

Graphique 7 : Transport maritime de marchandises dans l'UE (en millions de tonnes)



Source : Mission, à partir des données Eurostat, mises à jour le 17 février 2026.

3.2. Le transport aérien est soumis à des obligations européennes en matière de décarbonation et d'incorporation de carburants de synthèse plus contraignantes que le secteur maritime

3.2.1. La réglementation européenne encadrant la décarbonation des secteurs aérien et maritime, adoptée en 2023 et 2024, est issue du paquet législatif « *Fit for 55* »

Dans le cadre du **pacte vert européen (European Green Deal)**, défini en 2019 et qui constitue la stratégie de croissance de l'UE, l'Europe s'est fixée un objectif de neutralité climatique européen en 2050 et un objectif intermédiaire de réduction d'au moins 55 % des émissions nettes de GES d'ici à 2030 par rapport aux niveaux de 1990, objectif juridiquement contraignant depuis 2021 (règlement n° 2021/1119).

La quasi-totalité des propositions juridiques concernant le secteur aérien et maritime du paquet législatif « *Fit for 55* » (« *Ajustement à l'objectif moins 55 %* »⁸⁹) a été adoptée en 2023 et 2024. En revanche, les ministres des finances de l'UE ne sont pas parvenus à se mettre d'accord le 13 novembre 2025 sur la révision de la directive 2003/96/CE sur la taxation de l'énergie (*Energy taxation directive* ou ETD), dont la perspective d'une adoption apparaît incertaine, les décisions fiscales devant être prises à l'unanimité des États membres (cf. annexe IV).

En complément des directives RED III, des règlements ReFuelEU Aviation et FuelEU Maritime (cf. *infra*), le cadre législatif et réglementaire européen pour la décarbonation des secteurs de l'aviation et du maritime donne de la visibilité aux acteurs et inclut :

- ♦ La **directive ETS Aviation révisée (2023)**⁹⁰ appliquant le principe de « pollueur-payeur » aux émissions de l'aviation au sein de l'UE (cf. annexe IV) ;
- ♦ Le **règlement dit AFIR de 2023**⁹¹ vise à établir des objectifs de déploiement d'infrastructures de distribution (recharge électrique et ravitaillement en hydrogène des aéronefs) pour carburants alternatifs sur le territoire de l'UE ;
- ♦ Le **règlement RTE-T (réseau transeuropéen de transport) de 2024**⁹² introduit des obligations pour les gestionnaires d'aéroports situés le long du RTE-T en matière de fourniture d'électricité et d'air préconditionné aux aéronefs stationnaires.

⁸⁹ Le paquet « *Fit for 55* » présenté en juillet 2021 est un paquet législatif européen sur le climat qui a rehaussé l'objectif de réduction d'émissions d'au moins 55 % net en 2030 par rapport à 1990 en en faisant une obligation légale. Il contient douze propositions législatives, mises à jour en mai 2022, à l'occasion de la publication du plan d'action REPowerEU visant à rendre l'Union indépendante des combustibles fossiles russes bien avant 2030. Ladite communication prévoit un déploiement accéléré de l'énergie éolienne et solaire et des capacités supplémentaires d'énergies renouvelables d'ici à 2030 pour tenir compte de la production accrue de carburants RFNBO.

⁹⁰ La directive (UE) 2023/87/CE du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 modifiant la directive 2003/87/CE en ce qui concerne la contribution de l'aviation à l'objectif de réduction des émissions dans tous les secteurs de l'économie de l'Union et la mise en œuvre appropriée d'un mécanisme de marché mondial est complétée par les règlements délégués (UE) n° 2025/723 et n° 2023/2830.

⁹¹ Règlement (UE) n° 2023/1804 du Parlement européen et du Conseil du 13 septembre 2023 dit « *AFIR* » (*Alternative Fuels Infrastructure Regulation*)

⁹² Règlement (UE) n° 2024/1679 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 sur les orientations de l'Union pour le développement du réseau transeuropéen de transport, modifiant les règlements (UE) n° 2021/1153 et (UE) n° 913/2010 et abrogeant le règlement (UE) n° 1315/2013.

3.2.2. La directive RED III, adoptée en 2023, définit les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO) et fixe un objectif minimum d'incorporation de RFNBO de 1,2 % pour le secteur maritime

La directive 2023/2413 sur les énergies renouvelables, dite « **RED III** » (**Renewable Energy Directive**), révisant la directive RED II⁹³, fixe un objectif contraignant de 42,5 % de renouvelables dans la consommation européenne finale de l'Union d'ici à 2030 (contre 32 % précédemment⁹⁴). Des objectifs adaptés à chaque secteur sont également fixés :

- ◆ Pour les transports, d'ici à 2030, les carburants devront contenir au moins 29 % d'énergies renouvelables, ou permettre une réduction de 14,5 % de leur intensité carbone⁹⁵ ;
- ◆ Pour l'industrie, la part d'énergies renouvelables devra augmenter de 1,6 point par an ;
- ◆ Pour l'hydrogène, au moins 42 % de l'hydrogène utilisé devra être d'origine renouvelable (« *hydrogène vert* ») à cette même échéance.

La directive RED III modifie la directive (UE) 2018/2001, dite RED II, comme suit :

- ◆ Elle introduit le terme de « **combustibles renouvelables** »⁹⁶ en identifiant quatre types de carburants pouvant être considérés comme tels : « *les biocarburants, les bioliquides, les combustibles ou carburants issus de la biomasse et les carburants renouvelables d'origine non biologique* ». Il convient de noter que les carburants à base de carbone recyclé ne sont pas inclus dans cette définition même s'ils peuvent être pris en compte pour atteindre l'objectif de 42,5 % de part d'énergie produite à partir de sources renouvelables ;
- ◆ Elle définit les « **carburants renouvelables d'origine non biologique** » (RFNBO ou « *renewable fuels of non-biological origin* ») comme « *les carburants et combustibles liquides et gazeux dont le contenu énergétique provient de sources renouvelables autres que la biomasse* »⁹⁷, en remplacement de la définition prévue par la directive (UE) 2018/2001⁹⁸. Cette définition permet de considérer le méthane fabriqué à partir de sources non biologiques comme un RFNBO ;
- ◆ D'après le considérant 72 de la directive, « *pour amorcer le changement de carburant dans le transport maritime, les États membres disposant de ports maritimes devraient s'efforcer de faire en sorte qu'à partir de 2030, la part des carburants renouvelables d'origine non biologique dans la quantité totale d'énergie fournie au secteur du transport maritime soit d'au moins 1,2 %.* » ;

⁹³ Directive (UE) 2023/2413 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 modifiant la directive (UE) 2018/2001 dite RED II, le règlement (UE) 2018/1999 et la directive 98/70/CE en ce qui concerne la promotion de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, et abrogeant la directive (UE) 2015/652 du Conseil.

⁹⁴ Directive (UE) 2018/2001, dite directive RED II.

⁹⁵ Cf. article 25 sur l'augmentation de l'énergie renouvelable et la réduction de l'intensité d'émission de gaz à effet de serre dans le secteur des transports de la directive 2018/2001 révisée.

⁹⁶ Cf. article 2 22 bis) de la directive (UE) 2018/2001 dans sa version consolidée.

⁹⁷ Cf. article 2 36) de la directive (UE) 2018/2001 dans sa version consolidée.

⁹⁸ Le point 36) deuxième alinéa, article 2 de la directive (UE) 2018/2001 définissait les « *carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique* » comme « *les carburants liquides ou gazeux qui sont utilisés dans le secteur des transports, autres que les biocarburants ou biogaz, dont le contenu énergétique provient de sources renouvelables autres que la biomasse* ».

- ♦ Elle définit quatre types **d'hydrocarbures synthétiques**⁹⁹ appartenant à la sous-catégorie des « *carburants renouvelables pouvant être produits à partir de différentes sources renouvelables, y compris de la biomasse* » : le gazole filière Fischer-Tropsch, l'essence filière Fischer-Tropsch, le carburéacteur filière Fischer-Tropsch et le gaz de pétrole liquéfié.

La directive RED III identifie trois grandes familles de carburants durables, incluant des carburants de synthèse :

- ♦ Les **biocarburants durables**, d'origine biologique, produits à partir de biomasse non utilisable pour l'alimentation humaine ou animale. L'incorporation de **biocarburants conventionnels** (de première génération) est **plafonnée à 7 % de la consommation finale d'énergie** contenue dans les carburants afin de limiter la concurrence avec les productions alimentaires¹⁰⁰ (article 26). Deux catégories existent selon les matières premières utilisées¹⁰¹ :
 - Les biocarburants, produits à partir d'huiles usagées et de graisse animale, etc. ;
 - Les biocarburants dits avancés¹⁰², produits à partir d'algues, de déchets, de paille, etc. ;
- ♦ Les **carburants synthétiques**, d'origine non biologique, produits à partir d'hydrogène (H₂), lui-même produit à partir d'électricité non-fossile via électrolyse de l'eau et d'atomes de carbone, captés sous forme de dioxyde de carbone (CO₂) :
 - Les RFNBO produits à partir d'électricité renouvelable ;
 - Les LCFNBO (*low-carbon fuels from non biological origin*) produits à partir d'électricité bas-carbone ;
- ♦ Les **carburants recyclés (RCF-recycled carbon fuels)**, produits à partir de déchets et de gaz non renouvelables.

La part cumulée des **biocarburants avancés et du biogaz dans l'énergie finale dans les transports** doit être **d'au moins 5,5 % en 2030**, dont **au moins 1 % pour les carburants de synthèse** (article 25) et au moins 1,2 % pour le secteur maritime (considérant 72).

La directive RED III établit les critères de durabilité et le type de méthodologie de gaz à effet de serre que doivent respecter les carburants et leurs matières premières pour s'assurer qu'ils constituent effectivement une solution durable au remplacement du pétrole.

⁹⁹ Cf. Annexe I de la directive RED III qui modifie l'annexe III sur le contenu énergétique des carburants.

¹⁰⁰ Ce plafond qui s'applique depuis 2015 a été instauré par la directive 2015/1513 dite « CASI » (changement d'affectation des sols indirect) afin d'éviter que les biocarburants de première génération dégradent le bilan carbone global.

¹⁰¹ L'annexe IX de la directive (UE) 2018/2001 révisée liste les matières premières pouvant être utilisées pour la production de biogaz pour le transport et de biocarburants avancés.

¹⁰² Les biocarburants sont dits avancés lorsqu'ils sont produits à partir de biomasse qui n'entre pas en conflit d'usage avec la production alimentaire. C'est ainsi le cas du bois, des déchets alimentaires et industriels.

Ces critères sont les suivants :

- ◆ Dans un objectif de **durabilité des terres et des matières premières**, les matières premières entrantes doivent être issues de parcelles durables. Elles ne peuvent pas provenir de terres à haut potentiel de biodiversité (comme les landes et les forêts subnaturelles) ou de terres déforestées. Les déchets et résidus doivent respecter les principes de l'économie circulaire et répondre à la définition des déchets établie dans la directive, à l'annexe IX¹⁰³ ;
- ◆ Concernant les **critères liés aux émissions de GES**¹⁰⁴, le produit commercialisé doit être plus vertueux que sa référence fossile :
 - Les **carburants de synthèse** et les carburants à base de carbone recyclé doivent permettre une **réduction des émissions de GES d'au moins 70 %** par rapport à la référence du carburant fossile¹⁰⁵ (article 29 *bis*¹⁰⁶). Cela signifie, qu'en théorie, même en atteignant 100 % d'incorporation de carburants durables d'ici 2050, il resterait jusqu'à 30 % d'émissions de GES pour le secteur de l'aviation. Les règles de calcul de réduction de l'intensité d'émission de GES des RFNBO sont précisées par l'article 27 ;
 - Les **biocarburants** doivent permettre une **réduction d'au moins 50 %** (pour ceux issus de cultures destinées à l'alimentation humaine ou animale) à **65 %** des émissions de GES (article 26).

Le calcul des émissions de GES des carburants durables prend en compte **l'ensemble du cycle de vie du combustible**, selon une approche normative incluant notamment les émissions liées à la culture des matières premières, les émissions du transport et celles dues à la transformation, jusqu'à la mise à la consommation mais n'inclut pas l'empreinte carbone des usines de production.

La base de données de l'Union, dite ***Union Database (UDB) for liquid and gaseous renewable and recycled carbon fuels***, a été mise en place pour permettre la traçabilité des carburants renouvelables liquides et gazeux et des carburants à base de carbone recyclé¹⁰⁷. Cette base de données vise à atténuer les risques et à mieux prévenir la fraude dans les chaînes d'approvisionnement en bioénergie et en carburants à base de carbone recyclé.

Des bases de données nationales ont également été mises en place (CarbuRe en France ou Nabisy en Allemagne).

En mars 2026, la France n'avait toujours pas transposé intégralement en droit français la directive RED III¹⁰⁸. La Commission européenne a adressé le 30 janvier 2026 un avis motivé complémentaire à la France, après avoir ouvert ce contentieux en septembre 2024. La France dispose de deux mois pour se conformer, sans quoi elle risque une saisine de la cour de justice de l'Union européenne (CJUE).

¹⁰³ Cf. point 5)c) de l'annexe I de la directive (UE) 2023/2413.

¹⁰⁴ Ces critères n'ont pas été modifiés pour les carburants renouvelables dans le secteur des transports par rapport à la directive RED II.

¹⁰⁵ La valeur européenne de référence pour le carburant fossile est 94 gCO₂eq/ MJ, soit une empreinte de 4 kgCO₂/kg de carburant.

¹⁰⁶ L'article 29 *bis*, introduit par la révision de la directive en 2023, définit les critères de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les carburants renouvelables d'origine non biologique et les carburants à base de carbone recyclé.

¹⁰⁷ Conformément au point 22) de l'article premier de la directive qui insère l'article 31 bis à la directive 2018/2001.

¹⁰⁸ L'article 5 de la directive RED III prévoyait une transposition au plus tard le 21 mai 2025.

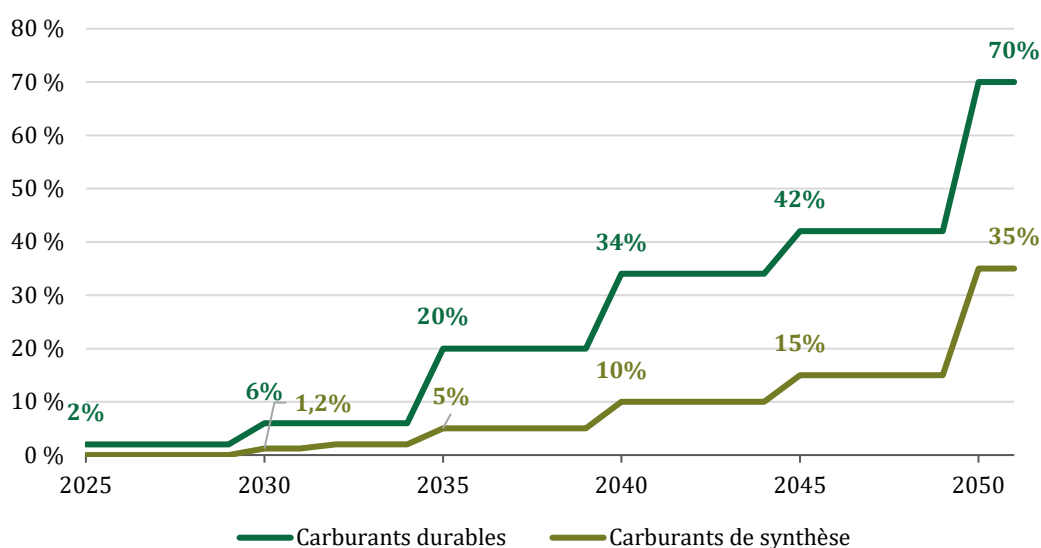
Le nouveau projet de loi portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'UE (DDADUE), adopté par le Sénat le 18 février 2026, actuellement en lecture à l'Assemblée nationale, devrait solder la procédure d'infraction en cours. L'article 41 transpose les mesures de la directive RED III relatives aux critères de durabilité de la biomasse et à la hiérarchie de ses usages et de réduction des GES des biocarburants. **Toutefois, les dispositions relatives aux délais de complétude réduits (article 16 de la directive) et délais maximaux d'instruction des projets renouvelables (article 16 ter), ne figurent pas dans le projet de loi DDADUE. De plus, seul le Danemark a transposé l'incorporation d'une cible indicative de RFNBO de 1,2 % dans les ports d'ici 2030, la France prévoyant, d'après T&E, une transposition en 2027.**

3.2.3. Le règlement ReFuelEU Aviation de 2023 fixe des obligations croissantes d'incorporation de carburants de synthèse dans le carburant d'aviation

L'annexe I du règlement ReFuelEU Aviation (2023)¹⁰⁹ fixe :

- ♦ **des obligations d'incorporation progressive de CAD** dans le carburant d'aviation mis à la disposition dans les aéroports de l'UE, avec une part minimale de 6 % en 2030, de 20 % en 2035, de 34 % en 2040 et de 70 % en 2050 ;
- ♦ **et des sous-objectifs d'incorporation propres aux carburants de synthèse**, dont une part minimale de 0,7 % sur la période 2030-2031 (respectivement une part moyenne de 1,2 % sur la période), une part minimale de 5 % en 2035, de 10 % en 2040 et de 35 % en 2050 (cf. graphique 8).

Graphique 8 : Obligations européennes d'incorporation minimale de CAD prévues par le règlement ReFuelEU Aviation



Source : Mission, d'après le règlement ReFuelEU Aviation. Note de lecture : en 2050, au moins 70 % des carburants fournis dans les aéroports de l'Union européenne devront être durables, dont au moins 35 % de synthèse.

¹⁰⁹ Règlement européen 2023/2405 du 18 octobre 2023 relative à l'instauration d'une égalité des conditions de concurrence pour un secteur du transport aérien durable

L'obligation portant sur les carburants de synthèse est justifiée par le considérant 25 : « [...] *La fixation de parts minimales spécifiques concernant les carburants de synthèse pour l'aviation dans le cadre des parts minimales de CAD est nécessaire compte tenu du **potentiel de décarbonation important de ces carburants d'aviation et de l'estimation actuelle de leurs coûts de production.** [...] Cependant, les coûts de production des carburants de synthèse pour l'aviation sont actuellement, selon les estimations, trois à six fois plus élevés que le prix du marché d'un carburant d'aviation conventionnel [...]. ».*

L'obligation s'applique aux « fournisseurs de carburants d'aviation », aussi appelés metteurs à la consommation (article 4)¹¹⁰.

Les entités gestionnaires d'aéroports sont tenues de faciliter l'accès aux CAD (article 6). Les exploitants d'aéronefs au départ d'aéroports de l'Union de plus de 800 000 passagers ou plus de 100 000 tonnes de trafic de fret¹¹¹ doivent se ravitailler avec le carburant d'aviation nécessaire pour l'intégralité de leur vol, en évitant les émissions excessives liées au poids supplémentaire et en réduisant au minimum les risques de fuite de carbone causés par les pratiques de suremport (article 5)¹¹². Ainsi, le règlement fixe aux compagnies aériennes un **seuil minimal de 90 % de soutage** à réaliser au sein des aéroports de l'UE, **afin d'éviter des fuites de carbone**¹¹³. Autrement dit, les fuites de carbone sont limitées à 10 % du soutage.

Les obligations légales d'incorporation fixées par le règlement ainsi que les obligations de déclaration de leur consommation en CAD par les compagnies aériennes et les aéroports s'appliquent **depuis le 1^{er} janvier 2025**. À l'échelle française, 19 aéroports et une cinquantaine d'exploitants d'aéronefs étaient concernés par les dispositions du règlement pour l'année 2025¹¹⁴. Ces obligations peuvent se traduire en une trajectoire de consommation de carburants durables entre 2025 et 2050 mis à la disposition des exploitants d'aéronefs sur les aéroports de l'Union. En partenariat avec la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), la direction générale de l'aviation civile (DGAC) a développé **un volet dédié au secteur aérien dans CarbuRe**, la plateforme nationale de gestion des flux de biocarburants. Cet outil permet aux exploitants d'aéronefs d'accéder aux informations des CAD achetés telles que la technologie de production, le type de matières premières ou leur origine, autant d'informations de durabilité clés pour les compagnies aériennes afin qu'elles puissent respecter leurs obligations dans le cadre du règlement ReFuelEU Aviation et du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE-UE).

Ces obligations d'incorporation de carburants de synthèse sont une spécificité européenne (cf. encadré 3).

¹¹⁰ Les entités juridiques au titre du règlement ReFuelEU Aviation sont les entités fournissant du carburant d'aviation sur le marché qui sont responsables du passage dudit carburant par un point de contrôle des produits soumis à accises, ou toute autre entité juridique pertinente identifiée comme telle par les États membres, sur la base des critères de la directive RED, article 2, deuxième alinéa, point 38) tels que transposés par chacun d'entre eux dans son droit national.

¹¹¹ À l'exception des aéroports situés dans une région ultrapériphérique (RUP) au sens de l'article 349 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) qui ont un droit d'option pour l'application du règlement.

¹¹² Communication de la Commission C/2025/1368 du 28 février 2025 sur l'interprétation et la mise en œuvre de certaines dispositions juridiques du règlement (UE) 2023/2405 du Parlement européen et du Conseil relatif à l'instauration d'une égalité des conditions de concurrence pour un secteur du transport aérien durable (ReFuelEU Aviation).

¹¹³ L'article 5 1) du règlement prévoit que « *La quantité annuelle de carburant d'aviation embarquée par un exploitant d'aéronef donné dans un aéroport de l'Union donné représente au moins 90 % de la quantité annuelle de carburant d'aviation requise.* »

¹¹⁴ DGAC, *List of Union airports in-scope of ReFuelEU Aviation for the reporting period 2025*, mise à jour le 3 décembre 2025.

Encadré 3 : Les obligations d'incorporation de carburants d'aviation et maritime durables dans le monde

Seuls les pays européens ont adopté des obligations d'incorporation ou de production de carburants de synthèse.

La feuille de route Power-to-Liquid (PtL) de l'**Allemagne**, adoptée en 2021, fixe un **objectif de production de kérosène PtL de 0,5 % du carburant d'aviation total nécessaire en Allemagne à partir de 2026 (soit 50 kt) et de 2 % d'ici 2030 (soit 200 kt)**. Ces objectifs, plus ambitieux que ceux de ReFuelEU Aviation, pourraient être révisés.

Au **Royaume-Uni**, l'obligation sur les CAD (**SAF Mandate**), en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2025, fixe des cibles croissantes, réhaussées annuellement, de CAD et de carburants de synthèse jusqu'en 2040 : un objectif de 2 % de CAD en 2025 réhaussé progressivement jusqu'à 22 % en 2040 (10 % en 2030), incluant **un sous-objectif de carburants de synthèse (PtL), de 0,2 % à partir de 2028, réhaussé chaque année et fixé à 0,5 % en 2030, à 1,5 % en 2035 et à 3,5 % en 2040**.

La **Norvège** s'était dotée en 2020 d'une obligation nationale d'incorporation de carburants aéronautiques, imposant qu'au moins 0,5 % des volumes annuels de carburant utilisé dans l'aviation soient constitués de carburants avancés ou de carburants issus d'huiles de cuisson usagées ou de graisses animales. Afin de couvrir les carburants RFNBO, renouvelables et bas carbone, le Parlement norvégien a approuvé en juin 2025 la transposition de la directive RED II dans l'accord EEE permettant l'accès à la base de données de l'UE (UDB). Le règlement ReFuelEU devrait être intégré d'ici 2027 dans l'accord EEE et transposé dans l'ordre juridique norvégien. En conformité avec ce règlement, l'obligation nationale d'incorporation a été portée à 2 % à compter du 1^{er} janvier 2026.

Source : Mission, à partir des données issues de l'ECL menée par les services économiques.

Le règlement ReFuelEU Aviation définit **trois types de carburants d'aviation durables**, à savoir les carburants de synthèse, les biocarburants et les carburants d'aviation à base de carbone recyclé (article 3, points 12), 8) et 9) respectivement).

Les **carburants de synthèse** sont définis comme des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO), au sens de l'article 2, deuxième alinéa, point 36), de la directive (UE) 2018/2001 révisée, qui respectent le seuil minimal de 70% de réduction des émissions sur l'ensemble du cycle de vie visé à l'article 29 bis, paragraphe 1, de ladite directive et sont certifiés conformément à l'article 30 de ladite directive.

Les **e-bio-CAD** sont une voie de production de carburants durables qui valorise du carbone issu de biomasse avec de l'hydrogène électrolytique. **Actuellement, cette voie n'est pas encadrée réglementairement.** Cela signifie qu'il existe **une incertitude juridique sur la qualification d'une production de carburant suivant la voie e-bio-carburants**. Elle peut être qualifiée de bio-carburant, alors même que de l'hydrogène électrolytique aurait été utilisé, ou être comptabilisée en partie comme du carburant de synthèse (e-carburant). En l'occurrence, si ces carburants, qui ont des coûts de production à mi-chemin entre les bio-CAD et les e-CAD, ne peuvent pas être comptabilisés au sein de la sous-obligation e-CAD de ReFuelEU Aviation, il n'existe aucun espace économique pour leur développement. Or, ils représentent une voie intermédiaire à la production d'e-CAD puisqu'ils ne nécessitent pas la brique de capture du carbone (CCS). Il serait donc utile d'encadrer réglementairement les e-bio-carburants, en comptabilisant une partie du volume total comme RFNBO au regard de l'hydrogène électrolytique utilisé.

Pour inciter au respect de ce règlement, les exploitants d'aéronefs et les fournisseurs de carburants d'aviation sont passibles d'amendes qui se veulent proportionnées et dissuasives (article 12, points 2) et 4)).

Le montant minimum de l'amende qui s'applique aux fournisseurs de carburants d'aviation correspond au « *double du montant résultant de la multiplication de la différence entre le prix annuel moyen de la tonne de carburant d'aviation conventionnel et le prix de la tonne de CAD par la quantité de carburants d'aviation ne respectant pas les parts minimales visées à l'article 4 et à l'annexe I* » (article 12, point 4). **Cette amende n'est pas libératoire**, l'obligation d'incorporation minimale de CAD non remplie étant reportée sur la période de déclaration suivante, en plus de l'obligation qui lui incombe sur cette période (point 8). Le fait que les amendes s'appliquent aux fournisseurs de carburant d'aviation ne fait pas obstacle à ce que ceux-ci répercutent ce coût aux exploitants d'aéronefs dans le cadre de leurs relations contractuelles. Les premières sanctions relatives aux incorporations de l'année 2025 ne seront prononcées au titre de ce règlement que dans le courant de l'année 2026.

Le prix des carburants d'aviation est l'un des éléments clés qui détermine le montant des amendes. Afin de disposer d'une base commune de prix pour les 27 États membres de l'UE, la Commission a confié à l'agence de l'Union européenne pour la sécurité aérienne (AESA ou EASA pour *European Union Aviation Safety Agency*) une nouvelle mission de surveillance du marché du CAD, qui se traduit par la publication d'un rapport annuel déterminant les références des prix du carburant d'aviation à utiliser pour le calcul des amendes (cf. annexe II).

Les États membres doivent déterminer et préciser le régime (type et niveau) des sanctions applicables aux violations du règlement. En France, les articles L.229-81 à L.229-92 du code de l'environnement, introduits par la loi portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne (DDADUE) du 30 avril 2025¹¹⁵, définissent les sanctions administratives en matière de fourniture et d'utilisation de CAD. D'après l'article L.229-82 du code de l'environnement, **le montant de l'amende pour manquement aux obligations d'incorporation de carburants de synthèse est compris entre deux et cinq fois** le montant résultant du produit de la différence entre le prix annuel moyen de la tonne de carburants de synthèse pour l'aviation et le prix de la tonne de carburants d'aviation conventionnels par la quantité de carburants d'aviation ne respectant pas les parts minimales mentionnées à l'article 4 et à l'annexe I du règlement. Un projet de décret a été mis en consultation entre décembre 2025 et janvier 2026 pour compléter les dispositions sur ce régime de sanction dans la partie réglementaire du code de l'environnement. L'arrêté du 17 novembre 2025¹¹⁶ fixe les obligations en matière de surveillance, de déclaration et de vérification des exploitants d'aéronefs au titre du règlement 2023/2405.

Le règlement ReFuelEU prévoit que les **recettes des amendes** soient utilisées « *pour soutenir des projets de recherche et d'innovation dans le domaine des CAD, la production de CAD ou des mécanismes permettant de combler les différences de prix entre les CAD et les carburants d'aviation conventionnels* » (point 10). En France, la loi d'application prévoit que le produit des sanctions soit affecté à l'IFPEN.

¹¹⁵ L'article 32 de la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne (DDADUE) en matière économique, financière, environnementale, énergétique, de transport, de santé et de circulation des personnes a ajouté une section 11 au chapitre IX du code de l'environnement, dédiée aux sanctions applicables aux fournisseurs de carburants, aux exploitants d'aéronefs et aux gestionnaires d'aéroports.

¹¹⁶ Pris en application des obligations en matière de surveillance, de déclaration et de vérification des émissions de gaz à effet de serre et des effets hors dioxyde de carbone (SEQE-UE), des émissions de gaz à effet de serre et d'annulation d'unités de compensation (CORSIA), et d'embarquement de carburants d'aviation durables (ReFuel EU Aviation).

Le règlement prévoit un **mécanisme de flexibilité** de 2025 jusqu'au 31 décembre 2034 qui permet à chaque fournisseur de carburant de pouvoir calculer les taux d'incorporation **en moyenne pondérée des quantités totales de CAD fournies sur l'ensemble des aéroports de l'UE où il est implanté** (article 15). Cette flexibilité a pour avantage de simplifier la logistique d'approvisionnement en CAD pour les metteurs à la consommation, qui peuvent compenser la moindre fourniture en CAD dans certains aéroports de l'UE par une fourniture en CAD plus élevée dans d'autres. Cependant, ce mécanisme les encourage à fournir des CAD uniquement aux plus importants aéroports, ce qui, selon l'Union des aéroports de France (UAF), complique la capacité des aéroports régionaux français à remplir leurs obligations. De plus, ce mécanisme n'incite pas les metteurs à la consommation implantés dans des pays non producteurs de CAD à les incorporer. **À compter de 2035, le respect des parts minimales de CAD doit être vérifié pour chaque fournisseur de carburant d'aviation dans chaque aéroport de l'UE**¹¹⁷. La DG MOVE dresse un bilan positif du mécanisme de flexibilité dans la contribution à l'atteinte des cibles de CAD dans le rapport d'évaluation publié en 2025¹¹⁸.

La Commission considère, dans son rapport, que la mise en place d'un système d'échange de CAD dit de « *book and claim* », souhaité par les compagnies aériennes, ajouterait de la complexité additionnelle à une étape trop précoce de la transition¹¹⁹. Un tel mécanisme permettrait aux compagnies aériennes ou aux fournisseurs de carburants d'aviation d'acheter des CAD au moyen d'accords contractuels avec les fournisseurs de carburants d'aviation et de faire valoir l'utilisation de CAD dans les aéroports de l'UE.

La Commission doit présenter, au plus tard le 1^{er} janvier 2027 et ensuite tous les quatre ans, un rapport sur l'application du présent règlement au Parlement européen et au Conseil (article 17) qui **évalue notamment la nécessité éventuelle de revoir le champ d'application du règlement**, la définition des CAD, les carburants admissibles et les parts minimales d'incorporation, ainsi que le niveau des amendes. Le rapport doit par ailleurs fournir :

- ◆ Une évaluation détaillée de l'évolution du marché des carburants d'aviation et de l'incidence de cette évolution sur le fonctionnement du marché intérieur de l'aviation de l'UE ;
- ◆ Une évaluation des besoins en matière d'investissements, d'emploi et de formation, ainsi que de recherche et d'innovation dans le domaine des CAD ;
- ◆ Des informations sur les progrès technologiques en matière de recherche et d'innovation dans le secteur de l'aviation, y compris en ce qui concerne la réduction des émissions autres que de CO₂ ou les technologies de captage direct dans l'air.

Cette clause de revoyure prévue en 2027 pourra conduire à amender le règlement, ce qui est facteur d'instabilité réglementaire pour les porteurs de projet (cf. annexe II).

Une révision à la baisse ou un report des objectifs d'incorporation des carburants de synthèse sous la pression des industriels fragiliserait l'ensemble de l'écosystème des porteurs de projets de carburants de synthèse (entreprises, laboratoires de recherche, agrégateurs, etc.) et retarderait les décisions d'investissement.

Les administrations rencontrées par la mission ont globalement exprimé leur souhait d'un maintien des ambitions de ReFuelEU Aviation à court terme.

¹¹⁷ Communication de la Commission C/2025/1368 du 28 février 2025 sur l'interprétation et la mise en œuvre de certaines dispositions juridiques du règlement (UE) 2023/2405.

¹¹⁸ Commission européenne, DG MOVE, *Assessment of the production and supply of SAF in Union airports and study on the feasibility of the creation of a system of tradability of SAF in the EU*, rapport final, février 2025.

¹¹⁹ Le règlement prévoyait que la Commission remette au plus tard le 1^{er} juillet 2024 un rapport d'évaluation, étudiant l'opportunité de la mise en place d'un tel système d'échange dit de « *book and claim* » (article 15, point 2)).

La Commission européenne est défavorable à une révision à la baisse ou à un report des obligations, considérant que les assujettis au règlement (pétroliers et compagnies aériennes) ont eu depuis 2023, le temps et les moyens de se préparer à l'échéance de 2030 d'exigence de parts minimales d'incorporation de CAD.

3.2.4. Les actes délégués 2023/1184 dit RFNBO et 2025/2359 dit LCFNBO pénalisent la compétitivité des projets d'e-CAD ayant recours à de l'électricité bas carbone produite par les centrales nucléaires par rapport à des projets utilisant de l'électricité renouvelable

Deux actes délégués portant sur les **critères d'utilisation et les méthodologies de calcul des émissions de GES de l'électricité utilisée pour la production des carburants de synthèse** ont été adoptés en 2023 (acte délégué 2023/1184 dit RFNBO¹²⁰) et en 2025 (acte délégué 2025/2359 dit LCFNBO¹²¹). Ces actes délégués privilégient le recours à **l'électricité renouvelable et ne reconnaissent pas l'électricité à faible intensité de carbone produite par les centrales nucléaires**. De ce fait, ils pénalisent les porteurs de projets d'e-CAD français en ne leur permettant pas de valoriser les carburants LCFNBO produits à partir d'électricité bas carbone de la même façon que les carburants RFNBO produits à partir d'électricité renouvelable¹²² (cf. annexe IV).

L'acte délégué 2023/1184 définit trois méthodes permettant de qualifier l'électricité utilisée d'« *entièrement renouvelable* » (son intensité carbone est alors considérée comme nulle) en application de l'article 27 §3 de la directive RED III :

- ♦ Cette électricité peut être fournie soit via une **connexion directe** à une installation produisant de l'électricité renouvelable non raccordée au réseau (article 3) ;
- ♦ L'électricité peut être **prélevée sur le réseau sans contrat d'approvisionnement (ou PPA pour *power purchase agreement*)**¹²³ si l'installation produisant le RFNBO est située dans une zone de dépôt des offres¹²⁴ où l'énergie est à 90 % renouvelable ou si l'intensité des émissions imputables à l'électricité produite est inférieure à 18 gCO₂eq/MJ (article 4) ;

¹²⁰ Règlement délégué (UE) 2023/1184 de la Commission du 10 février 2023 complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant une méthodologie de l'Union définissant des règles détaillées pour la production de carburants liquides et gazeux renouvelables destinés au secteur des transports, d'origine non biologique.

¹²¹ Règlement délégué (UE) 2025/2359 de la Commission du 8 juillet 2025 complétant la directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil en précisant la méthode d'évaluation de réduction des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants bas carbone.

¹²² Actuellement, la réglementation européenne ne permet la production de carburants de synthèse pour l'aviation (RFNBO) au sens de l'article 3, 12) de RefuelEU Aviation qu'à partir d'électricité renouvelable.

¹²³ Les PPA sont des contrats d'approvisionnement entre deux contreparties, un producteur et un acheteur sur une période donnée. Le PPA définit en détail les conditions de vente de l'électricité dont la durée du contrat et le volume d'électricité, le prix de vente ainsi que le mode de tarification et les pénalités en cas de non-respect des engagements.

¹²⁴ Une zone de dépôt des offres au sens de l'article 2, point 65) du règlement (UE) 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité est la plus grande zone géographique à l'intérieur de laquelle les acteurs du marché peuvent procéder à des échanges d'énergie sans allocation de capacité.

- ◆ L'électricité peut être **prélevée sur le réseau avec PPA** à condition qu'elle respecte les critères de corrélation temporelle et géographique (articles 6 et 7)¹²⁵ et d'additionnalité (article 5)¹²⁶. Dans ce cas, les producteurs de carburant doivent avoir conclu un ou plusieurs accords d'achat d'électricité renouvelable (PPA renouvelable) avec des opérateurs produisant de l'électricité renouvelable (article 4). Les critères d'additionnalité, de corrélation temporelle et de corrélation géographique sont particulièrement contraignants et renchérissent le coût de production de l'hydrogène. Or, la France n'a pas besoin, grâce à son parc nucléaire, de recourir à de l'additionnalité.

Ainsi, en France qui ne dispose pas d'un mix électrique avec une forte part de renouvelable (< 90 %), le modèle d'affaire des porteurs de projets d'e-CAD français repose sur l'utilisation privilégiée d'électricité provenant du réseau¹²⁷, ce qui permet de lisser l'approvisionnement électrique sans recourir à des moyens de flexibilité comme les batteries et donc de diminuer les coûts de production (cf. annexe II). De ce fait, afin de réduire l'intensité carbone du e-CAD produit et de réduire les coûts de production pour que le carburant produit puisse être reconnu comme RFNBO au sens de l'acte délégué 2023/1184, le porteur de projet doit contractualiser un PPA renouvelable, c'est-à-dire un contrat d'achat avec un producteur d'électricité renouvelable, dans un contexte où le marché français des PPA renouvelable est peu développé (cf. annexe IV).

Par ailleurs, l'acte délégué 2025/2359 dit LCFNBO¹²⁸ ne traite pas des approches permettant de reconnaître l'électricité à faible intensité de carbone produite par les centrales nucléaires et reporte l'évaluation de l'introduction de telles approches et la consultation publique sur le sujet au plus tard au 30 juin 2026 (cf. considérant 7). Or, **l'absence d'égalité de traitement entre l'électricité renouvelable et l'électricité bas-carbone pénalise les projets d'e-CAD qui souhaitent utiliser une électricité bas-carbone provenant du réseau français nucléaire.**

3.2.5. L'acte délégué 2023/1185 exige le recours à du CO₂ biogénique à partir de 2041 pour produire les carburants RFNBO

Le deuxième acte délégué 2023/1185 du 10 février 2023 dit RFNBO¹²⁹, pris en application de l'article 28(5) de la directive RED III, établit un **seuil minimal de 70 % de réduction des émissions de GES pour les carburants à base de carbone recyclé¹³⁰** (article 2) et précise la méthode de calcul de l'intensité carbone des e-CAD, en prenant en compte l'électricité utilisée, la construction des usines et le transport du CAD (cf. annexe III).

¹²⁵ L'électricité utilisée pour la production d'hydrogène doit être en corrélation temporelle et géographique avec la production d'hydrogène afin que garantir que l'électricité provient effectivement de sources renouvelables.

¹²⁶ L'électricité renouvelable utilisée pour la production d'hydrogène doit s'ajouter à la capacité de production d'électricité renouvelable existante.

¹²⁷ En effet, le fonctionnement optimal d'un électrolyseur est en ruban ou en base, impliquant un approvisionnement en électricité stable tout au long de la journée. En cas d'utilisation d'électricité renouvelable uniquement, cela implique de pallier l'intermittence par des moyens de flexibilité.

¹²⁸ Il définit trois méthodologies de calcul des émissions de GES de l'électricité qui provient du réseau électrique.

¹²⁹ Règlement délégué (UE) 2023/1185 de la Commission du 10 février 2023 complétant la directive (UE) 2018/2001 du Parlement européen et du Conseil en établissant un seuil minimal de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour les carburants à base de carbone recyclé et en précisant la méthode d'évaluation des réductions des émissions de gaz à effet de serre réalisées grâce aux carburants liquides et gazeux renouvelables destinés aux transports, d'origine non biologiques, et aux carburants à base de carbone recyclé.

¹³⁰ Il s'agit de carburants produits à partir de matériaux recyclés, généralement des déchets solides ou liquides d'origine fossile, tels que les déchets plastiques, les gaz industriels ou les huiles usagées.

L'acte délégué 2023/1185 permet jusqu'en 2041 l'usage de CO₂ fossile pour les carburants RFNBO (annexe, point A., point 10) a)), qui peut être capté directement à la sortie des cheminées des installations industrielles les plus émettrices, soumises à l'ETS, permettant ainsi la valorisation des flux carbonés déjà existants, en attendant leur décarbonation à la source. En effet, pour que le carburant de synthèse soit valorisable comme tel, il doit avoir une faible intensité carbone. **Ainsi, le CO₂ doit provenir d'un captage biogénique¹³¹ ou atmosphérique à partir de 2041.** La date de recours au CO₂ biogénique ou atmosphérique a été reportée par l'acte délégué, car la directive RED III imposait le recours au CO₂ capturé (dit e_{ccr}-captage et substitution du CO₂)¹³² et l'impossibilité d'utiliser du CO₂ d'origine fossile à compter du 1^{er} janvier 2036.

De ce fait, à partir de 2041, le CO₂ utilisé pour la production des RFNBO devra :

- ◆ Soit être capté dans l'air (« *direct air capture* » ou DAC) ;
- ◆ Soit être d'origine biogénique.

Or, plusieurs projets de e-CAD annoncés en France prévoient de s'approvisionner en CO₂ issu de cimenteries. C'est le cas par exemple des projets Hynovi d'Hynamics (valorisation du CO₂ du cimentier Vicat de Montalieu-Vercieu), d'eM-Rhône d'Elyse Energy (valorisation du CO₂ du cimentier Lafarge à Blanc Tail) ou du projet Take Kair d'Hynamics (valorisation du CO₂ de la cimenterie de Saint-Pierre-La-Cour). L'obligation d'approvisionnement en CO₂ biogénique ou DAC à compter de 2041 contraindra ces porteurs de projet à changer leurs sources d'approvisionnement de CO₂ à horizon 10 ans (*cf.* annexes II et III).

¹³¹ C'est-à-dire qu'il doit provenir de l'industrie papetière, des réseaux de chaleur et de froid, de la production d'électricité et du traitement et de l'élimination des déchets (incinération et stockage).

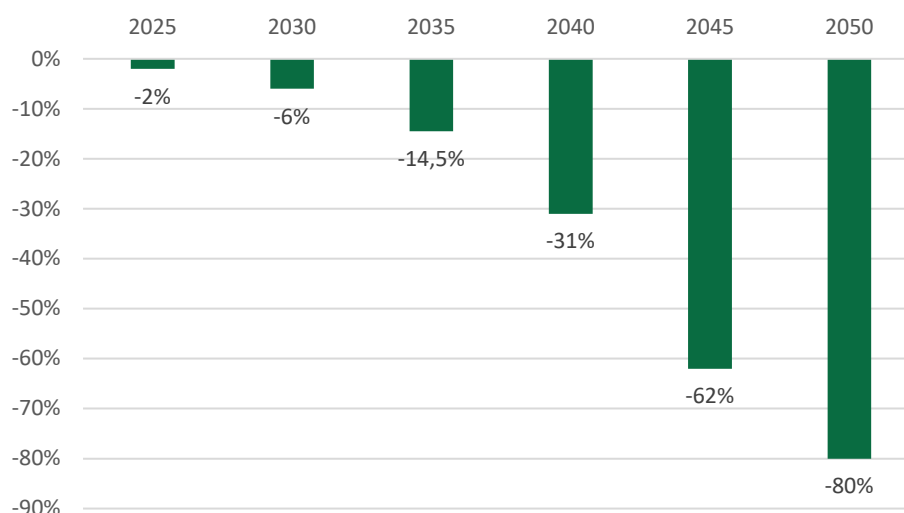
¹³² Cf. point 5)b) de l'annexe I de la directive (UE) 2023/2413.

3.3. Le règlement FuelEU Maritime de 2023 fixe une trajectoire de réduction de l'intensité carbone de l'énergie utilisée pour les navires qui équivaldrait, selon la SNBC3, à un objectif d'incorporation de 5 % de e-fuels en 2030

Le règlement FuelEU Maritime¹³³ introduit une **trajectoire de réduction de l'intensité carbone annuelle** de l'énergie utilisée pour les navires¹³⁴ par rapport à 2020 (article 4). Ainsi, la trajectoire vise :

- ♦ **Un objectif final de déduction de 80 % en 2050 de l'énergie annuelle moyenne utilisée à bord d'un navire** par rapport à la valeur de référence de 91,16 grammes d'équivalent CO₂ par mégajoule¹³⁵ ;
- ♦ **Des objectifs intermédiaires** de réduction de **14,5 % sur 2035-2039, de 31 % sur 2040-2045, de 62 % sur 2045-2049** ;
- ♦ **Une première étape de déduction de 2 % en 2025 et de 6 % sur la période 2030-2034 (cf. graphique 9).**

Graphique 9 : Trajectoire de réduction de l'intensité carbone annuelle prévue par FuelEU Maritime



Source : Mission, d'après le règlement FuelEU Maritime.

¹³³ Règlement européen 2023/1805 du 13 septembre 2023 relatif à l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le transport maritime, dit règlement FuelEU Maritime.

¹³⁴ Sont couverts par le règlement les navires ayant une jauge brute supérieure à 5 000 qui servent au transport de passagers ou de marchandises à des fins commerciales, quel que soit leur pavillon, qui ne représentent que 55 % de l'ensemble des navires faisant escale dans des ports européens, mais qui sont responsables d'à peu près 90 % des émissions de CO₂ du secteur du transport maritime (considérant 11 et article 2 du règlement). Les navires de guerre, les auxiliaires navals, les navires de capture ou de transformation du poisson, les navires en bois de construction primitive, les navires non propulsés par des moyens mécaniques et les navires détenus ou exploités par un gouvernement ne relèvent pas du champ d'application du règlement FuelEU Maritime.

¹³⁵ Cette valeur de référence a été déterminée sur la base des données de consommation de carburant déclarées dans le cadre du règlement n° 2015/757, dit MRV, du 29 avril 2015 qui instaure un système européen de collecte, annuelle et obligatoire, de données sur les émissions de CO₂ des navires de plus de 5000 UMS arrivant ou quittant un port de l'UE.

Le règlement FuelEU Maritime¹³⁶ ne fixe pas à court terme d'obligations d'incorporation de carburants durables ou de synthèse¹³⁷. Neutre sur le plan technologique, le règlement laisse le choix aux opérateurs des solutions technologiques permettant de se conformer aux objectifs annuels qu'il fixe de limitation de l'intensité en GES de l'énergie utilisée à bord des navires à destination ou au départ d'un port relevant de la juridiction d'un État membre ou se trouvant à l'intérieur d'un tel port (article 1^{er}). Deux ports voisins de transbordement de conteneurs, East Port Said en Égypte et Tanger Med au Maroc, sont également soumis au règlement, ce qui permet d'éviter les fuites de carbone¹³⁸.

Toutefois, le règlement bonifie par un facteur deux l'incorporation des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO) dans l'énergie utilisée et précise que si la part des RFNBO est inférieure à 1 % pour la période de déclaration 2031, et reste inférieure à 2 % pour la période de déclaration 2032, alors un sous-objectif RFNBO de 2 % s'applique à ces carburants à partir de 2034 (article 5).

Le sous-objectif pour les RFNBO ne s'applique pas s'il existe des preuves, à la suite de l'évaluation de la Commission, d'une capacité de production et d'une disponibilité insuffisantes des carburants RFNBO, d'une répartition géographique inégale ou d'un prix trop élevé (article 5).

À partir de 2034, si le sous-objectif relatif aux carburants RFNBO s'applique, il ne s'applique pas à un navire qui démontre que la même part de l'énergie annuelle utilisée à bord est satisfaite par d'autres carburants qui permettent des réductions équivalentes des émissions de GES et qui sont certifiés conformément à l'article 10 du présent règlement, à l'exclusion des biocarburants visés à l'annexe IX, partie B, de la directive RED.

D'après le projet de SNBC3, les objectifs du règlement équivalent à un objectif de 11 % de taux d'incorporation en biocarburants et de 5 % de e-fuels à horizon 2030 et à une décarbonation du secteur à horizon 2050.

Le règlement FuelEU Maritime utilise le cadre de certification pertinent de l'UE en matière d'énergies renouvelables et à faible intensité de carbone, basé sur la **méthode du bilan massique (mass balance)**, conformément aux dispositions de la directive RED III¹³⁹. Les « crédits » d'intensité de GES associés aux molécules sont tracés et ne seront comptabilisés qu'une seule fois. En revanche, il n'existe pas de soutien réglementaire à une **certification de type « book and claim »** qui permettrait de séparer complètement les crédits de certification de durabilité des molécules de carburants et de les échanger à l'échelle mondiale. Par l'intermédiaire de ce mécanisme de certification, un combustible fossile souté dans l'UE pourrait utiliser la certification de durabilité d'un biocarburant ou d'un carburant renouvelable vert produit partout dans le monde. Cela entraînerait, selon la direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture (DGAMPA), un risque élevé de double comptage et d'allégations erronées de crédits de réduction des GES.

¹³⁶ Règlement européen 2023/1805 du 13 septembre 2023 relatif à l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le transport maritime.

¹³⁷ Le règlement FuelEU Maritime définit les filières de production de carburants relevant des carburants de synthèse suivantes : le diesel de synthèse, le méthanol de synthèse, le GNL de synthèse, le H₂ de synthèse, le NH₃ de synthèse, le GPL de synthèse et le DME de synthèse.

¹³⁸ La liste de ces ports est actualisée au plus tard le 31 décembre tous les deux ans à compter du 31 décembre 2025 par la Commission. Le règlement applicable à date est le règlement d'exécution (UE) 2025/1127 de la Commission du 6 juin 2025 portant modalités d'application du règlement (UE) 2023/1805 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne le recensement des ports voisins de transbordement de conteneurs.

¹³⁹ La directive RED permet à un carburant d'être certifié sur la base d'un bilan massique, même si les biomolécules réelles ne doivent pas être livrées au navire et sont plutôt placées pour être consommées par d'autres utilisateurs. La méthode du bilan massique permet notamment le mélange de carburants renouvelables en consignment (biocarburants et RFNBO/RCF) présentant des caractéristiques de durabilité différentes.

Le règlement FuelEU Maritime prévoit un **mécanisme de flexibilité de mise en commun de la conformité (« pooling »**, article 21). Il est conçu d'une part, pour récompenser les plus performants, avec des bilans de conformité positifs et, d'autre part, pour donner la possibilité aux navires qui sont moins en mesure de trouver des options de conformité technique, de se conformer aux objectifs du règlement FuelEU Maritime. Ainsi, le règlement permet la mise en commun des bilans de conformité pour l'intensité de GES de l'énergie utilisée à bord et, le cas échéant, pour un sous-objectif RFNBO de deux navires ou plus. Les règles de mutualisation sont les suivantes :

- ◆ Le bilan de conformité d'un navire ne peut être inclus dans plus d'un groupement (« pool ») au cours de la même période de déclaration ;
- ◆ Deux pools distincts peuvent être utilisés pour l'objectif d'intensité de GES et le sous-objectif des carburants RFNBO ;
- ◆ Pour constituer un groupement, une entreprise doit enregistrer son intention dans la base de données FuelEU ;
- ◆ Les détails du *pool*, y compris la sélection du vérificateur, doivent être validés par toutes les entreprises participantes.

Le contrôle du respect du règlement FuelEU Maritime repose sur une **surveillance et une base déclarative des compagnies maritimes** (article 7) qui doivent soumettre aux vérificateurs un plan de surveillance pour chacun de leurs navires (article 8) indiquant la méthode de réduction de l'intensité carbone choisie parmi celles décrites à l'annexe I.

Le règlement prévoit un **régime de sanctions** en cas de déficit de conformité d'un navire pour l'intensité de GES de l'énergie utilisée à bord ou, le cas échéant, pour le sous-objectif RFNBO et pour les navires qui ont effectué au moins une escale non conforme au cours de la période de référence (article 23, paragraphes 2 et 5). L'annexe IV B. du règlement fournit la formule suivante pour le calcul de la sanction en cas de déficit de conformité pour le sous-objectif en matière de RFNBO :

$$\text{Sanction FuelEU (RFNBO)} = \frac{CB_{RFNBO}}{41\,000} \times P_d$$

Le niveau de la sanction est tel qu'il correspond à :

- ◆ La valeur du bilan de conformité relatif aux RFNBO (CB_{RFNBO}) rapporté à une tonne métrique de combustible fossile VLSFO¹⁴⁰, ce qui équivaut à 41 000 MJ ;
- ◆ Multiplié par la différence de prix entre les RFNBO et le combustible fossile compatible avec les installations du navire (P_d).

Les États membres s'efforcent, conformément à l'article 23, paragraphe 11 du règlement, de veiller à ce que les **recettes générées par les sanctions FuelEU soient utilisées pour soutenir le déploiement et l'utilisation de carburants renouvelables et bas carbone dans le secteur maritime** en stimulant la production de ces carburants pour le secteur maritime, pour faciliter la construction d'installations de soutage ou d'infrastructures d'alimentation électrique à quai dans les ports, ainsi que pour soutenir le développement, l'essai et le déploiement des technologies les plus innovantes au sein de la flotte afin de parvenir à des réductions significatives des émissions.

¹⁴⁰ Fioul à très faible teneur en soufre ou VLSFO (*very low sulfur fuel oil*).

4. En l'absence de projet européen à échelle industrielle de carburants de synthèse ayant obtenu la décision finale d'investissement à ce jour, excepté pour le maritime, l'atteinte des cibles d'incorporation de ces carburants à horizon 2030 est compromise

4.1. La filière prévoit une croissance entre 2,3 et 3,7 % par an du trafic aérien mondial d'ici 2050

La mission a analysé les scénarios de projections de trafic aérien mondial provenant de la filière aéronautique et de l'énergie. Ils s'inscrivent dans une fourchette de croissance du trafic aérien comprise entre 2,3 et 3,7 % par an :

- ♦ **ATAG (Air Transport Action Group)¹⁴¹** prévoit une **croissance du trafic aérien de 3,1 % par an sur la période 2019-2050** dans son scénario central publié en 2021¹⁴². À horizon 2050, ATAG prévoit un doublement du transport de passagers (plus de 10 Mds de passagers par an attendus, à comparer aux 4,8 Mds de passagers transportés en 2024), soit 22 trillions de RPK chaque année (à comparer à 9 trillions de RPK en 2024). Sans aucune intervention, c'est-à-dire en gardant la flotte actuelle et le niveau d'efficacité opérationnelle, le secteur générerait près de 2 000 Mt de CO₂ et requerrait plus de 620 Mt de carburant. Le scénario de faible croissance du trafic (+2,3 % par an) repose sur une réduction de la mobilité, avec une croissance de 0,6 % du trafic entre 2019 et 2030, 2,8 % entre 2030 et 2040 et 2,3 % entre 2040 et 2050 ;
- ♦ Le scénario médian (respectivement bas) de l'IATA prévoit une **croissance du trafic international de 2,3 %/an (resp. 1,7 %) ;**
- ♦ **L'AIE retient une croissance annuelle du trafic de 3 %** dans son scénario « *stated policies* », et d'un peu plus de 2 % dans son scénario *net zero by 2050*¹⁴³. Le transport aérien devrait croître de 50 % d'ici 2035 dans le scénario actuel, le moins ambitieux¹⁴⁴ ;
- ♦ Boeing et Airbus¹⁴⁵ tablent sur une croissance du nombre de passagers kilomètres de plus de 3,5 % par an (3,6 % pour Airbus).

Or, le taux de croissance global du trafic a une incidence importante sur les émissions de CO₂ d'ici à 2050 et au-delà. Ainsi, pour *The Shift Project* et Aéro Décarbo, le trafic aérien mondial devrait diminuer d'au moins 15 % d'ici cinq ans, ce qui correspondrait à un retour transitoire aux niveaux observés dans les années 2010, condition requise selon les auteurs afin de rester compatible avec un budget carbone limitant l'augmentation de la température moyenne à 1,7°C. Selon les auteurs du rapport, après cette phase de sobriété, le trafic pourrait reprendre progressivement, au fur et à mesure du déploiement des CAD et si les conflits d'usages (biomasse, électricité) sont arbitrés.

¹⁴¹ ATAG, le Groupe d'action du transport aérien, est une coalition d'organisations et d'entreprises du secteur du transport aérien, qui compte quelques 40 membres dont les principaux avionneurs (Airbus ; Boeing ; Comac), les motoristes (GE ; Pratt & Whitney ; Rolls-Royce ; Safran) et les représentants des compagnies aériennes. L'ATAG a notamment pour but de réfléchir aux questions de durabilité du secteur.

¹⁴² Le rapport *Waypoint 2050*, publié en 2020 et révisé en septembre 2021, définit trois scénarios de décarbonation de l'industrie à horizon 2050 : un scénario qui priorise des améliorations technologiques et opérationnelles, un scénario qui priorise le déploiement intensif de CAD et un troisième scénario qui priorise le déploiement des technologies électriques et de l'hydrogène. Le rapport souligne, entre autres, les enjeux des prévisions du trafic aérien, la capacité d'innovation dans les technologies, le déploiement des carburants d'aviation durables, l'amélioration des opérations et infrastructures ainsi que la compensation carbone. La troisième édition du rapport, publiée en février 2026, évalue les progrès de l'industrie pour atteindre l'objectif d'émissions nulles à horizon 2050.

¹⁴³ AIE, *World Energy Outlook*, 2024.

¹⁴⁴ AIE, *World Energy Outlook*, 2025: il s'agit du *current policies scenario* (CPS).

¹⁴⁵ Commercial Market Outlook 2025-2044 Et Airbus Global Market Forecast 2025-2044

4.2. Les besoins mondiaux en kérosène sont estimés entre 312 et 544 Mt en 2050, et ceux en e-CAD sont compris entre 131 et 254 Mt

Les projections de demande en carburant du secteur aérien dépendent des prévisions de niveau de trafic, qui influencent directement les efforts que le secteur doit fournir en termes de décarbonation.

La consommation de kérosène pourrait atteindre entre 312 et 544 Mt en 2050, selon le scénario envisagé (cf. Tableau 10). D'après les estimations du Shift Project de 2026, **les besoins mondiaux en e-CAD seraient compris dans une fourchette entre 131 et 254 Mt à l'horizon 2050.** L'IATA estime à 500 Mt les besoins annuels en CAD, dont 300 Mt de bio-CAD et 200 Mt de e-CAD, pour atteindre l'objectif de neutralité carbone d'ici 2050¹⁴⁶.

Tableau 10 : Projections des besoins mondiaux en carburants aériens, par type de carburants, aux horizons 2030, 2035, 2040 et 2050

Besoins en carburants, par type de carburants	2030	2035	2040	2050		
	IATA	IATA	IATA	AIE - Scénario ZNE	ATAG - S2	IATA
Consommation de kérosène (en Mt)	ND	ND	ND	312	494	544
Fourchette de consommation de kérosène (EJ)	ND	ND	ND	[14-24 EJ]		
Consommation de CAD (en Mt)	23	91	229	247	445	509
Fourchette de consommation de CAD (en EJ)	ND	ND	ND	[10,5-22 EJ]		
Consommation de e-CAD (en Mt)	ND	ND	ND	131	254	204
Fourchette de consommation en e-CAD (EJ)	ND	ND	ND	[5,5-9 EJ]		

Source : Mission, à partir des données du Shift Project. Légende : EJ-exajoule.

Parmi les pays inclus dans l'ECI, seul le gouvernement britannique a modélisé les besoins en CAD et e-CAD nécessaires à horizon 2050 (cf. tableau 11). Le gouvernement brésilien estime que ses besoins en e-CAD seront de l'ordre de 3 Mt en 2030, de 5 Mt en 2035 et 7 Mt en 2040.

Tableau 11 : Projections des besoins de CAD et de e-CAD nécessaires au Royaume-Uni (en kt/an)

Besoins en CAD	2025	2030	2040	2050
Production nationale	430	430	2 700	5 400
Importations	670	670	900	3 000
Total	1 100	1 100	3 600	8 400
Dont besoins en e-CAD	ND	60	500	2 000

Source : Mission, à partir des données issues de l'ECI menée par le service économique du Royaume-Uni.

4.3. Les besoins d'e-CAD en Europe seront de 580 kt en 2030, dont 88 kt en France, pour atteindre les obligations fixées par ReFuel EU Aviation

À partir d'hypothèses de prévisions de trafic aérien et de consommation de carburants, qui intègrent des hypothèses sous-jacentes relatives à l'efficacité des appareils, à l'évolution des prix du carburant et du carbone ainsi qu'aux modes de transport des voyageurs, la mission a modélisé les besoins de carburants de synthèse à différents horizons temporels jusqu'en 2050.

¹⁴⁶ IATA, feuilles de route ou Net Zero Roadmaps, publiées en 2024.

4.3.1. Le trafic aérien européen devrait ralentir de façon moins marquée qu'en France, avec une croissance estimée entre 0,7 et 2,2 %/ an d'ici 2050

D'après EUROCONTROL¹⁴⁷, 15,4 millions de vols sont attendus en Europe¹⁴⁸ en 2050, soit 52 % de plus qu'en 2023. Cela représente une croissance moyenne du trafic de 1,6 % par an entre 2024 et 2050 et de 2,5 % entre 2024 et 2030 dans le scénario de référence (cf. tableau 12), soit une projection de modération du trafic dans le temps. Ces données sont cohérentes avec les données tendanciellles d'Eurostat de croissance historique de 2,7 % du trafic pour l'UE, hors Royaume-Uni, sur la période 2014-2024.

EUROCONTROL s'appuie sur trois scénarios qui reposent sur les hypothèses suivantes :

- ♦ Le **scénario de référence (*base scenario*)** : c'est le scénario le plus probable caractérisé par une **croissance modérée du trafic**, qui tient compte des enjeux de soutenabilité. **Ce scénario suit la tendance actuelle et historique du trafic**, considérée comme le scénario futur le plus probable ;
- ♦ Le scénario élevé (*high scenario*) : il est caractérisé par une forte croissance du trafic, avec un investissement intensif dans des technologies de soutien à la décarbonation du secteur ;
- ♦ Le scénario bas (*low scenario*) : il traduit une hypothèse de faible croissance du trafic, des prix du carburant et du carbone plus élevés, des investissements plus limités en nouvelles technologies. Il repose également sur l'hypothèse de contraintes commerciales plus fortes et d'une évolution des voyageurs européens vers des modes de consommation et de transports plus locales. Ce scénario comprend des hypothèses de prix du billet très élevés.

Tableau 12 : Prévisions de trafic aérien en Europe à horizon 2050 en nombre de vols attendus (en millions)

Scénario de trafic	2023	2024	2030	2035	2040	2050	Croissance annuelle moy. 2024-30 (en %)	Croissance annuelle moy. 2024-50 (en %)
Élevé	NA	NA	13,4	14,4	15,8	18,0	4,0	2,2
De référence	10,1	10,6	12,2	12,8	13,9	15,4	2,5	1,6
Bas	NA	NA	11,1	11,2	11,4	12,2	ND	0,7

Source : EUROCONTROL. Note de lecture : Le périmètre couvre les pays de la conférence européenne de l'aviation civile (ECAC).

D'après la DGAC¹⁴⁹, en 2025, le trafic aérien commercial a franchi pour la première fois le seuil des 180 millions de voyageurs annuels à l'arrivée et au départ de France, se situant ainsi 1,9 % au-dessus du niveau de 2019 d'avant crise. La croissance du trafic est portée par la hausse du trafic international (+7,3 %), alors que le trafic intérieur a baissé de 21,1 % entre 2019 et 2025 (cf. tableau 13).

¹⁴⁷ EUROCONTROL Aviation long-term Outlook: flights and CO₂ emissions forecast 2024-2050.

¹⁴⁸ L'Europe désigne ici la région ECAC qui couvre la zone entre l'Islande et l'Azerbaïdjan.

¹⁴⁹ Source : tendanCiel

Tableau 13 : Historique des flux de trafic aérien en France entre 2019 et 2024

	En nombre de passagers (en millions)				Passagers kilomètre transportés (PKT, en milliards)			
	2019	2024	2025	Variation 2019-2024	2019	2024	2025	Variation 2019-2024
Total France	179,6	178,0	183,0	- 0,9 %	420,5	421,2	439,7	+ 0,2 %
dont France-International	145,5	150,6	156,0	+ 3,5 %	364,6	367,9	385,2	+ 0,9 %
dont France-UE27	83,1	72,4	ND	- 12,8 %	85,3	80,9	ND	-5,1 %
dont Intérieur France	34,1	27,4	26,9	- 19,8 %	55,8	53,3	54,6	-4,5 %
dont trafic total Outre-mer	10,1	9,6	ND	- 4,5 %	47,0	47,3	ND	+ 0,6 %

Source : Mission, à partir des données DGAC, bulletin statistique du trafic aérien commercial de juin 2025 et tendanCIEL n°148.

La croissance prévue du trafic aérien en France est plus faible qu'au niveau mondial. Le projet de SNBC 3 s'appuie sur une maîtrise de la demande du transport aérien dans son scénario de référence :

- ◆ D'ici 2030, la demande de transport aérien augmente, de manière différenciée selon les segments, avec, par rapport à 2019, une baisse de 24 % sur les vols intérieurs à l'hexagone contre une croissance de 16 % vers les Outre-mer et de 17 % pour le trafic international ;
- ◆ À horizon 2050, le trafic baisse de 38 % par rapport à 2019 sur les liaisons intérieures à l'hexagone dans une logique de report modal vers le train, croît de 22 % sur les vols vers les DROM et de 20 % sur les vols à l'international.

Par comparaison, dans un scénario « avec mesures existantes au 1^{er} janvier 2025 » la croissance du trafic international à horizon 2050 est de 45 % en 2050 par rapport à 2019.

Le scénario central de la feuille de route de décarbonation du secteur de l'aérien prévoit une **croissance de trafic d'1,1 % par an sur le périmètre international** (en PKT) et de 0,8 % par an sur le périmètre SNBC, en tenant compte du renchérissement du coût carburant du fait de la réglementation européenne, ce qui avec les progrès technologiques et leur diffusion conduit à une quasi-stagnation de la consommation de kérosène.

Pour estimer les prévisions de trafic aérien en France, la mission a repris plusieurs scénarios :

- ◆ Le scénario de référence du projet de SNBC 3 qui se caractérise par une maîtrise de la demande de transport aérien prévoit une baisse de 24 % et de 38 % du trafic intérieur aux horizons 2030 et 2050 par rapport à 2019¹⁵⁰ et une hausse du trafic de respectivement 17 et 20 % sur les vols à l'international à horizon 2030 et 2050 par rapport à 2019 ;
- ◆ Le scénario central de la feuille de route (article 301-loi climat et résilience) de décarbonation du secteur de l'aérien prévoit une croissance de trafic d'1,1 % par an sur le périmètre international.

Ces données sont cohérentes avec l'évolution historique du trafic français, en croissance annuelle moyenne de 1,9 % sur la période 2014-2024 selon Eurostat, avec une stabilité du trafic sur la période 2019-2024, d'après la DGAC.

Ainsi, dans ces scénarios, la croissance du trafic aérien français ralentirait, et le taux de croissance annuel à compter de 2030 serait plus faible qu'au niveau européen.

¹⁵⁰ Hors outre-mer où le trafic augmenterait de respectivement 16 et 22 % aux horizons 2030 et 2050 par rapport à 2019.

4.3.2. Les besoins en carburants d'aviation devraient augmenter modérément d'ici 2050 en Europe, au Royaume-Uni et être stables en France

Pour modéliser les besoins de carburants d'aviation, la mission a défini un scénario de référence de consommation de carburants d'aviation qui s'appuie sur la croissance modérée du trafic (cf. scénario de référence présenté en partie 1.2) et qui suit la tendance actuelle et historique de consommation de carburants. Ce scénario est celui considéré comme le scénario futur le plus probable à partir duquel la mission a calculé les besoins en carburants de synthèse.

Les scénarios de référence des besoins en carburants ont été modélisés à trois échelles : l'Union européenne des 27 États membres, le Royaume-Uni et la France.

La mission a retenu les données de consommation historique de carburants d'aviation sur la période 2014-2023 fournies par Eurostat. Les données de l'agence européenne de l'environnement (AEE) et du service des données et études statistiques (SDES)¹⁵¹, également analysées par la mission, aboutissent aux mêmes ordres de grandeur, ce qui conforte les sources retenues par la mission pour le calcul des projections en besoins de carburants.

Les données Eurostat pour le Royaume-Uni ne sont disponibles que jusqu'en 2019, la mission a donc extrapolé les données réelles sur la période 2014-2019 jusqu'en 2023. Pour cela, la mission a retenu les mêmes hypothèses que l'historique de taux de croissance annuel moyen (TCAM) de la consommation de carburants dans l'UE 27 et en France sur la période¹⁵².

Pour modéliser les besoins en carburant, la mission a fixé des hypothèses de TCAM de consommation de carburants sur deux périodes, 2023-2030 et 2030-2050, en fonction de l'historique de la consommation de carburants sur la période 2014-2023 d'une part et des prévisions de trafic d'autre part (cf. tableau 14). La mission constate que sur la période 2014-2023, la consommation de carburant d'aviation a crû plus rapidement dans l'UE 27 (+ 1,5 % par an en moyenne) qu'au Royaume-Uni (+0,8 % par an) et qu'en France (+ 0,1 % par an).

Tableau 14 : Hypothèses de taux de croissance annuel moyen de la consommation de carburants retenues par la mission

	2014-2023 (réel)	2023-2030	2030-2050
UE 27	1,5 %	1,2 %	0,6 %
Royaume-Uni	ND	0,7 %	0,4 %
France	0,1 %	0 %	0 %

Source : Mission.

D'après les modélisations de la mission, cohérentes avec celles publiées par la Commission en novembre 2025 et par T&E en juin 2025¹⁵³, **il faudrait incorporer à l'échelle européenne 2,5 Mt de carburants de synthèse à horizon 2035 (0,58 Mt à horizon 2030) pour atteindre les objectifs de ReFuelEU Aviation**. La France devrait, elle, incorporer 88 kt de e-CAD en 2030 et 0,34 kt de e-CAD en 2035 (cf. tableau 15).

¹⁵¹ Le SDES assure les fonctions de service statistique des ministères chargés de l'environnement, de l'énergie, de la construction, du logement et des transports au sens de la loi modifiée n° 51-711 du 7 juin 1951.

¹⁵² Soit une baisse de la consommation de 53 % entre 2019 et 2020, puis une hausse moyenne de 21 % en 2021, de 53 % en 2022 et de 6 % entre 2022 et 2023.

¹⁵³ La Commission estimait que le besoin en carburants de synthèse pour l'aviation s'élèvera à 2,3 Mt. T&E France, étude *Aviation : l'Europe et la France risquent de perdre leur avance dans les carburants de synthèse*, juin 2025.

Tableau 15 : Modélisation de la projection de consommation de carburants d'aviation par type de carburants à différents horizons (en Mt)

Zone	Type de carburants	2023 (réalisé)	2030	2032	2035	2040	2050
UE 27	Carburants fossiles	ND	45,60	46,15	39,99	33,99	16,40
	CAD (hors e-CAD)	ND	2,33	1,96	7,50	12,36	19,14
	E-CAD	NA	0,58	0,98	2,50	5,15	19,14
	Total	44,63	48,51	49,10	49,98	51,50	54,68
RU	Carburants fossiles	ND	12,64	12,74	10,98	9,24	4,37
	CAD (hors e-CAD)	ND	0,65	0,54	2,06	3,36	5,10
	E-CAD	NA	0,16	0,27	0,69	1,40	5,10
	Total	13,86	13,45	13,56	13,72	14,00	14,57
France	Carburants fossiles	ND	6,47	6,47	5,51	4,54	2,06
	CAD (hors e-CAD)	ND	0,33	0,28	1,03	1,65	2,41
	E-CAD	NA	0,08	0,14	0,34	0,69	2,41
	Total	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88	6,88

Source : Mission.

4.4. L'offre potentielle de production de e-CAD en Europe apparaît suffisante pour couvrir la demande européenne si la décision finale d'investissement (FID) des projets annoncés est atteinte au plus tard en 2027

4.4.1. Plus de la moitié des capacités de production des projets de e-kérosène en cours d'étude à l'échelle mondiale seraient localisées en Europe

La mission a recensé 92 projets d'e-CAD pour l'aviation annoncés à l'échelle industrielle dans le monde, pour un potentiel de production de 5,9 Mt. Sur ce potentiel total, 4,7 Mt ont une date de mise en service annoncée entre 2024 et 2035. Pour les 1,2 Mt restants pour lesquels aucune date prévisionnelle de mise en production n'est annoncée, la mission a supposé que les projets seraient opérationnels post-2035, retenant une hypothèse conservatrice.

Pour réaliser ce chiffrage, la mission a croisé et fiabilisé les sources de données suivantes :

- ◆ Les projets de e-CAD annoncés jusqu'en mai 2025 identifiés par T&E disponibles sur la carte interactive sur leur site Internet : T&E recensait 64 projets de e-CAD annoncés à l'échelle industrielle dans le monde, dont 26 qui seront opérationnels à horizon 2030 ;
- ◆ Les annonces de projets recensés par SkyPower et Natran ;
- ◆ S'y ajoutent les projets identifiés par les services économiques sollicités par la mission dans le cadre de l'ECI et une actualisation de la liste des projets par la mission ;
- ◆ Pour chaque projet, la mission a vérifié par une recherche Internet la date prévisionnelle de mise en service et la capacité de production annoncée, afin notamment d'identifier d'éventuels retards ou abandons de projets, qu'elle n'a pas comptabilisés dans le recensement total.

La Chine représente un potentiel de production de 850 kt, soit un potentiel limité de projets. En effet, la mission n'a identifié que six projets à l'échelle industrielle qui respecteraient les critères de durabilité des intrants prévus par la réglementation européenne ou britannique.

Près de 80 projets (85 % des projets annoncés)¹⁵⁴ ont été annoncés en Europe pour un potentiel de production de 3,1 Mt, ce qui représente plus de la moitié des capacités de production des projets en cours d'étude à l'échelle mondiale (53 %). Plus de 60 % des projets européens se concentrent dans quatre pays, l'Allemagne (seize pays), la France (onze projets), le Royaume-Uni (treize projets) et la Finlande avec huit projets (cf. tableau 16). Les pays européens ayant les capacités de production les plus importantes sont la France (755,5 kt), la Finlande (349,2 kt), les Pays-Bas (285,6 kt), la Norvège (276,2 kt), le Royaume-Uni (258,5 kt) et la Suède (253,1 kt).

Tableau 16 : Les projets d'e-CAD en Europe en 2026 pour l'aérien

Pays	Nombre de projets	Capacité (en kt/ an)
France	11	756
Finlande	8	349
Pays-Bas	3	286
Suède	3	253
Portugal	2	232
Espagne	7	195
Danemark	4	161
Allemagne	16	101
Pologne	1	60
Lettonie	1	60
Estonie	1	39
Italie	1	0,1
Total UE 27	58	2 491
Norvège	5	276
Royaume-Uni	13	259
Islande	1	70
Suisse	1	0
Total UE 27-AELE-RU	78	3 096

Source : Mission. Note de lecture : Tous les projets européens sont recensés dans ce tableau, qu'il s'agisse de pilotes ou de projets à l'échelle industrielle.

4.4.2. À date de la mission, aucun projet européen à échelle industrielle n'a atteint la décision finale d'investissement (FID), ce qui compromet l'atteinte des cibles d'incorporation de ReFuelEU Aviation à horizon 2030

Si les projets mondiaux dont la mise en service annoncée pour 2030 recensés par la mission deviennent opérationnels à cette échéance (cela représenterait 57 % des projets concernés), la capacité mondiale de production atteindra 2,6 Mt. Or, à l'exception de quelques projets pilotes, dont le projet Pathfinder d'Infinium aux Etats-Unis (1 kt) et le projet ERA ONE d'Ineratec en Allemagne (1,9 kt), aucun projet, en Europe ou à l'étranger, n'est opérationnel. **Par ailleurs, aucun projet, à l'exception du projet Roadrunner d'Infinium aux Etats-Unis (23 kt), n'a atteint le stade de la décision finale d'investissement (FID pour *final investment decision*)** qui permet d'engager les travaux de construction de l'usine qui durent en moyenne entre deux et trois ans.

¹⁵⁴ Ce recensement couvre à la fois les démonstrateurs et les projets de production à échelle industrielle.

Annexe I

Dans le scénario optimiste où tous les projets européens à échelle industrielle seraient mis en service à la date prévisionnelle annoncée, cela représenterait une capacité de production de 1,8 Mt en 2030 (31 projets) et de 3,2 Mt (55 projets) en 2035, répondant aux obligations d'incorporation d'e-CAD de Refuel EU (cf. graphique 10). Or, aucun projet européen n'a atteint la FID à fin février 2026, ce qui ouvre une fenêtre d'opportunités critique entre 2026 et 2030.

En France, les onze projets d'e-kérosène ou d'e-bio-kérosène existants représentent une capacité de production totale de 755 kt/an, soit 30 % du potentiel de production de l'UE (cf. tableau 17). La mise en service des usines s'échelonne entre 2030 (330 kt/an), 2031 (+110 kt/an par rapport à 2030) et 2032 (316 kt/an par rapport à 2031)¹⁵⁵. Or, tous ces projets sont au stade des études d'ingénierie et aucun d'eux n'a atteint la FID. D'après les informations dont dispose la mission, la FID serait atteinte au plus tôt en 2027 dans le meilleur des scénarios : ce scénario repose sur une hypothèse d'un délai de deux ans pour la construction de l'usine et d'un an pour sa mise en service.

Tableau 17 : Caractéristiques des projets de développement de filières e-fuels en France

Secteur	Nom du projet	Porteur	Localisation	Technologie	Capacité de production (en kt/an)	Mise en service prév.
Aérien	France KerEAUzen	Engie	Le Havre	e-kérosène	70	2032
	TAKE KAIR	Hynamics filiale d'EDF	Saint-Nazaire	e-kérosène	37,5	2032
	DéZIR	Verso Energy	Rouen	e-kérosène	81	2030
	BioTjet (E-CHO)	Elyse Energy	Bassin de Lacq	e-bio-kérosène	87	2030
	Ep'HyNE	Verso Energy	Chavelot, Grand Est	Methanol-to-Jet	81	2032
	LiCHEN	Verso Energy	Saillat, Haute-Vienne	Methanol-to-Jet	81	2030
	ReSTart	Verso Energy	Tartas, Landes	Methanol-to-Jet	81	2030
	Occi'jet	MGH Energy	Laudun-L'Ardoise, Gard	Methanol-to-Jet	35	2031
	H2V59	H2V	Dunkerque	Fischer-Tropsch	75	2032
Aérien et maritime	H4MF Marseille-Fos	H2V, Hy2gen	ZIP de Fos-sur-Mer	e-méthanol	100	2032
				Methanol-to-Jet	75	
	NeoCarb	Elyse Energy	ZIP de Fos-sur-Mer	e-méthanol	48	2031
				Methanol-to-Jet	52	
Maritime	eM-Rhône	Elyse Energy	Salaise sur Sanne, Isère	e-méthanol	150	2029
	OrCHyDé	Verso Energy, RTE	Origny-Sainte-Benoite, Aisne	e-méthanol	110	2030
	Methavert	Qair	ZIP Le Havre	e-méthanol	95	2030
	eM-Lacq (E-CHO)	Elyse Energy	Bassin de Lacq	e-méthanol	88	2031

¹⁵⁵ Les dates de mise en production des usines en France retenues par la mission ont été actualisées pour tenir compte des décalages dans le temps des calendriers prévisionnels, connus à fin février 2026.

Annexe I

Secteur	Nom du projet	Porteur	Localisation	Technologie	Capacité de production (en kt/an)	Mise en service prév.
	Green Coast (SAF +)	Elyse Energy, Lhyfe	Montoir-de-Bretagne	e-méthanol	150	2031
	Hynovi	Hynamics	Montalieu-Vercieu	e-méthanol	95	ND

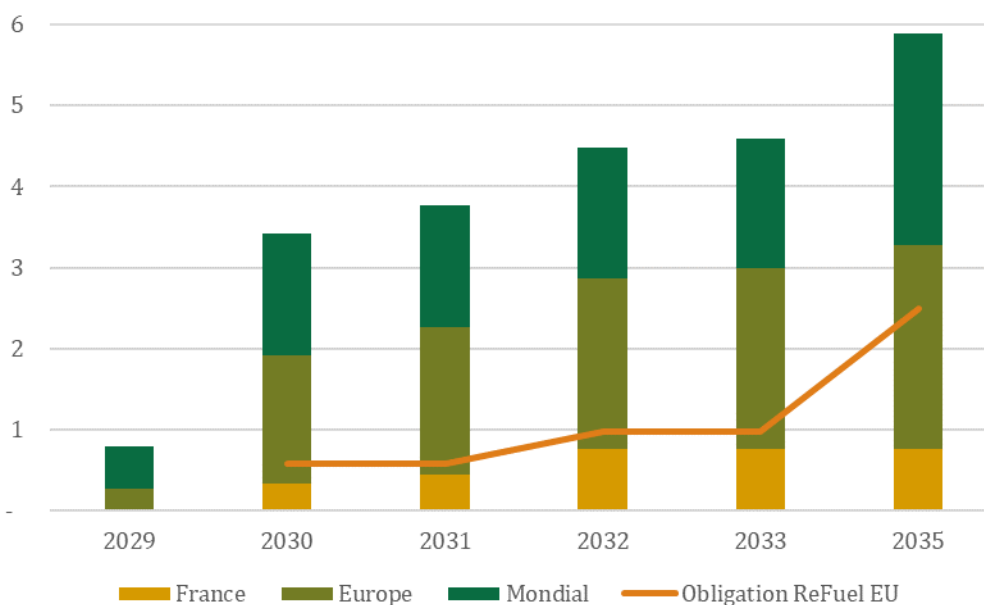
Source : Mission, à partir des données actualisées à fin février 2026. Légende : ND-non disponible. Prév-prévisionnelle.

La mission constate que si l'ensemble des capacités prévisionnelles de production d'e-kérosène des projets européens était opérationnelles aux horizons annoncés, les objectifs d'incorporation fixés par ReFuelEU pourraient être atteints en 2030 et en 2035 (cf. graphique 10). Pour la France, si l'intégralité du potentiel de production française de e-CAD était utilisé au niveau national, cela équivaldrait à un taux d'incorporation de 11 %, soit un taux supérieur à la cible de ReFuelEU Aviation pour 2040 (10 %).

Il est nécessaire qu'*a minima* **deux des quatre projets annoncés pour 2030** soient en production pour que la France respecte ses obligations d'e-CAD pour 2030 (82,6 kt), sans avoir recours à des importations européennes. En cas de retard d'un an dans la mise en service des usines annoncées pour 2030, ce qui est fort probable en partant d'une hypothèse d'un délai de quatre ans (au lieu de trois ans) entre la signature des FID et la mise en service des usines, **aucune usine ne serait en production en France**, ce qui obligerait à recourir à des e-CAD produits en Europe pour respecter les obligations à horizon 2030.

À horizon 2035, il est nécessaire qu'*a minima* **les quatre projets planifiés pour 2030 soient en production (330 kt) ainsi qu'un des deux projets planifiés pour 2031 (Occi'jet ou H4MF) voit le jour** pour que la France respecte ses obligations d'e-CAD (344 kt), sans recours à des importations. Autrement dit, l'objectif d'autonomie et d'indépendance nationale de production en 2035 ne sera pas atteint si **cinq des onze projets annoncés en France n'entrent pas en production.**

Graphique 10 : Capacité annuelle de production d'e-kérosène des projets de taille industrielle (en Mt) au regard des objectifs de ReFuelEU Aviation



Source : Mission.

4.5. Les volumes annoncés de production européenne dédiés au maritime seraient insuffisants pour atteindre les cibles de FuelEU Maritime à horizon 2031

La mission a recensé 48 projets d'e-carburants annoncés à l'échelle industrielle dans le monde, pour un potentiel de production de 6,3 Mt, dont 30 projets en Europe (3,3 Mt) qui pourraient fournir le secteur maritime¹⁵⁶. La mise en service des usines pour lesquelles des projets ont été annoncés (4,8 Mt) s'échelonne sur dix ans (2022-2032). S'y ajoutent 24 % des projets (1,5 Mt) sans date annoncée de mise en service. Près de 70 % des projets reposent sur la molécule de méthanol.

La majorité des projets annoncés entre 2027 et 2031 (4,3 Mt, 31 projets), sont localisés en Europe (3,1 Mt, soit 24 projets), dont six projets en France 100 % dédiés au secteur maritime (693 kt).

Toutefois, T&E estimait en décembre 2025 que les volumes de e-fuels opérationnels ou ayant atteint la FID en Europe dédiés au maritime seraient insuffisants¹⁵⁷ pour atteindre la cible minimale de 1 % (280 ktoe) de RFNBO prévue par FuelEU Maritime à horizon 2031.

En effet, une faible proportion des volumes de production européens (5 % selon T&E) est dédiée prioritairement au secteur maritime. Ainsi, T&E recensait des projets opérationnels pouvant fournir le secteur maritime en carburants de synthèse mais qui, à ce jour, visent à produire des fertilisants à partir d'ammoniac à faible teneur en carbone et d'hydrogène renouvelable :

- ◆ Depuis 2022, l'usine d'ammoniac (3 kt/ an) de l'énergéticien Iberdrola¹⁵⁸ et de la société Fertiberia à Puertollano en Espagne¹⁵⁹ ;
- ◆ Depuis 2024, deux usines de production d'hydrogène renouvelable ou vert en Norvège (24 MW ; projet Herøya Green Ammonia) et au Danemark (12 MW).

L'usine d'e-méthanol (42 kt/an, 52 MW) du groupe danois European Energy de Kassø au Danemark est la plus grosse usine opérationnelle de carburant de synthèse en Europe, dédiée au secteur maritime (Maersk). L'usine fournit également le secteur de la santé (groupe Novo Nordisk) et des jouets (Logo). Inaugurée en mai 2025, elle est située à côté du plus grand parc solaire d'Europe du Nord (304 MW).

Par ailleurs, deux usines en Chine de production d'hydrogène vert (projet *Liquid Sunshine*, 100 kt/ an) et de méthanol vert (projet de méthanol vert de Liaoyuan, 180 kt/an) devraient être opérationnelles en 2026.

¹⁵⁶ La mission a retenu la même méthodologie que pour l'aérien pour recenser les projets maritimes, en partant des données de T&E.

¹⁵⁷ D'après T&E, *Shipping e-fuels production in Europe: state of play in 2025*, 18 décembre 2025, trois projets d'e-hydrogène ont obtenu la FID en Norvège (32 ktoe) et un projet d'e-méthanol est en production au Danemark (20 ktoe),

¹⁵⁸ Premier producteur mondial d'énergie éolienne.

¹⁵⁹ Iberdrola a développé une usine de production d'hydrogène vert, consommé dans l'usine d'ammoniac de Puertollano qui fabrique des fertilisants à faible teneur en carbone.

ANNEXE II

Modèle économique de la production et de l'incorporation de carburants de synthèse pour l'aviation

SOMMAIRE

1. LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE PRÉSENTERONT UN SURCÔÛT PAR RAPPORT AUX CARBURANTS CONVENTIONNELS, MALGRÉ LES BAISSSES DE CÔÛT POTENTIELLES À TERME.....	1
1.1. Les carburants de synthèse seront initialement sept à onze fois plus chers que le kérosène fossile, du fait notamment du coût de l'électricité et des investissements initiaux.....	1
1.1.1. <i>Les coûts de production des carburants de synthèse restent incertains mais, avec des valeurs estimées entre 5 000 et 8 000 € par tonne, ils devraient être sept à onze fois plus élevés que le carburant conventionnel pour les premières générations et plus de deux fois plus cher que les bioCAD</i>	<i>1</i>
1.1.2. <i>Les deux postes de coûts les plus importants sont les coûts d'investissement et le coût de l'électricité.....</i>	<i>3</i>
1.2. Les coûts de production des e-CAD devraient diminuer d'ici 2050 du fait d'économies d'apprentissage sur l'électrolyse mais ils resteront plus chers que les autres carburants	6
1.2.1. <i>Les perspectives sur les coûts des intrants sont difficiles à prévoir.....</i>	<i>6</i>
1.2.2. <i>Les coûts sur la brique de production d'hydrogène devraient se réduire par effet d'apprentissage et de standardisation.....</i>	<i>6</i>
1.2.3. <i>Les générations suivantes de projet devraient bénéficier de conditions de financement plus favorables.....</i>	<i>8</i>
1.2.4. <i>Au global, le coût de production pourrait diminuer de 30 à 40 % à horizon 2050, mais il resterait 2 à 6 fois plus cher que le kérosène fossile à cette échéance.....</i>	<i>9</i>
2. LA FRANCE PRÉSENTE DES AVANTAGES POUR CONTRIBUER À LA PRODUCTION DE LA PREMIÈRE GÉNÉRATION DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE.....	11
2.1. À court et moyen terme, la parc électrique décarboné de la France en fait l'un des pays où le développement des projets sera le plus simple, mais les coûts de production de l'hydrogène vert pourraient être plus compétitifs à terme dans d'autres régions du monde.....	11
2.1.1. <i>En Europe, la France possède un avantage compétitif à court terme du fait de son mix électrique décarboné.....</i>	<i>11</i>
2.1.2. <i>En termes de prix, la production d'hydrogène vert apparaît plus compétitive en Chine ou aux États-Unis.....</i>	<i>13</i>
2.2. La France possède également des ressources en CO ₂ biogénique, même si la structuration de ce marché à terme est incertaine	15
2.2.1. <i>La comparaison des coûts du CO₂ biogénique dépend de la source d'approvisionnement, sachant que celles-ci sont diffuses, mais la France semble a minima disposer d'un gisement.....</i>	<i>15</i>
2.2.2. <i>À terme, la structuration d'un marché du CO₂ biogénique et sa compétitivité dépend de facteurs difficiles à prévoir, mais sa disponibilité pourrait contraindre l'offre et ainsi conduire à devoir utiliser toutes les sources possibles</i>	<i>17</i>

2.3. Synthèse : la France possède des atouts pour se positionner à court et moyen terme sur la production de carburants de synthèse.....	17
3. LE FINANCEMENT DES PROJETS DE CARBURANT DE SYNTHÈSE POUR L'AVIATION IMPLIQUE UNE PRISE DE RISQUE ÉLEVÉE, QUI NÉCESSITERA DES GARANTIES FORTES SUR LE CADRE RÉGLEMENTAIRE ET SON APPLICATION .	18
3.1. Les risques associés aux premiers projets d'e-CAD sont multiples, et parmi ceux-ci les risques sur les débouchés apparaissent comme les plus bloquants à la date de la mission.....	18
3.1.1. <i>L'obtention d'une FID nécessite d'évaluer les risques associés aux projets industriels.....</i>	18
3.1.2. <i>Les risques technologiques sont élevés étant donné que le procédé complet n'a jamais opéré à grande échelle, même si les différentes briques technologiques apparaissent relativement mûres.....</i>	19
3.1.3. <i>Les risques de marchés sont principalement perçus sur les débouchés : les compagnies aériennes restent hésitantes à contractualiser sur le long terme</i>	21
3.2. L'obtention des FID nécessitera avant tout d'avoir de la visibilité sur le cadre réglementaire et son application en pratique.....	24
3.2.1. <i>Les compagnies pétrolières n'ayant pas investi dans cette filière, les projets d'e-CAD reposent sur du financement de projet.....</i>	24
3.2.2. <i>Étant donné le calendrier et les risques, il est probable qu'aucune FID ne soit prise avant la clause de revoyure de ReFuelEU en 2027 pour les projets en France</i>	25
4. DU POINT DE VUE DES COMPAGNIES AÉRIENNES EUROPÉENNES, REFUELEU INDUIRA UN SURCÔÛT ET DES PERTES POTENTIELLES DE TRAFIC, ET SON APPLICATION DOIT REPOSER SUR DES AMENDES CRÉDIBLES	26
4.1. Du fait de leurs faibles marges, les compagnies aériennes devraient répercuter le surcoût lié à l'incorporation de carburants de synthèse sur le prix des billets ...	26
4.1.1. <i>Le carburant représente environ 30 % des coûts d'une compagnie aérienne et devrait rester le principal poste de coût malgré l'amélioration de la performance des avions.....</i>	26
4.1.2. <i>Le transport aérien de passagers est une activité à faible marge, ce qui implique une répercussion des surcoûts sur le prix des billets d'avion.....</i>	28
4.1.3. <i>Le règlement ETS et les obligations ReFuelEU induiront un surcoût par passager-kilomètre, dans un contexte où le transport aérien ne paye pas l'intégralité des coûts externes qu'il génère.....</i>	29
4.2. ReFuelEU pourrait induire une perte de trafic en Europe et favoriser la concurrence de compagnies extra-européennes proposant des vols long-courriers avec escale.....	33
4.2.1. <i>Les surcoûts liés à ReFuelEU pourraient induire une baisse du trafic européen compris entre - 4 et - 25 % pour le trafic intra-européen, et entre - 3 et - 17 % pour le trafic direct long-courrier.....</i>	33
4.2.2. <i>ReFuelEU pourrait rendre moins compétitif les hubs européens en favorisant les vols avec escale hors UE vers l'Asie, mais l'ampleur limitée de ce phénomène en termes de fuite de carbone à court terme ne remet pas en cause toute la réglementation</i>	36

4.3. Le règlement ReFuel EU prévoit des amendes en cas de non-respect des obligations d'incorporation	41
4.3.1. <i>ReFuelEU prévoit des amendes d'un montant élevé et non libératoires en cas de non-respect des obligations d'incorporation.....</i>	<i>41</i>
4.3.2. <i>La crédibilité de l'application ces amendes en pratique en 2030-2032 n'est pas garantie</i>	<i>42</i>

Cette annexe évalue les principales caractéristiques du modèle économique de la production et de la consommation de carburants d'aviation durable de synthèse (e-CAD, ou e-SAF, pour *sustainable aviation fuel*). L'analyse repose en grande partie sur des projections à partir d'estimations, dans la mesure où les installations de production existantes ne sont que des pilotes produisant des petites quantités, et qu'il n'existe pas encore de marché organisé permettant de dégager des coûts de production ou des prix.

En outre, la modélisation des effets économiques de l'incorporation de carburants de synthèse nécessite de faire des hypothèses sur l'évolution future des prix du kérosène d'origine, qui présente une volatilité importante, notamment liée au contexte géopolitique international, lui-même particulièrement incertain à la date de rédaction du présent rapport. **Au regard du calendrier des travaux de la mission, les modélisations présentées ici n'incluent pas les effets potentiels du conflit au Moyen-Orient déclenché fin février 2026.** Les résultats visent donc principalement à donner des ordres de grandeur et doivent dans l'ensemble être interprétés avec prudence.

1. Les carburants de synthèse présenteront un surcoût par rapport aux carburants conventionnels, malgré les baisses de coût potentielles à terme

1.1. Les carburants de synthèse seront initialement sept à onze fois plus chers que le kérosène fossile, du fait notamment du coût de l'électricité et des investissements initiaux

1.1.1. Les coûts de production des carburants de synthèse restent incertains mais, avec des valeurs estimées entre 5 000 et 8 000 € par tonne, ils devraient être sept à onze fois plus élevés que le carburant conventionnel pour les premières générations et plus de deux fois plus cher que les bioCAD

La mission a compilé des données issues de différentes sources pour fournir une fourchette des coûts complets de production estimés :

- ♦ l'estimation annuelle des prix des carburants de l'Agence européenne de sécurité aérienne (AESA en anglais *European Union Aviation Safety Agency* - EASA) pour 2025, publié en février 2026¹, met en avant une valeur de référence de coût de production moyen de 7 520 € par tonne pour le carburant de synthèse produit à partir de CO₂ biogénique en Europe, contre 2 760 € en moyenne pour les biocarburants d'aviation avancés et 640 € pour les carburants fossiles. Ces estimations de prix sont notamment publiées pour aider les États-membres à définir les montants des pénalités en cas de non-respect des obligations du règlement ReFuelEU (*cf.* graphique 1) ;
- ♦ les données rassemblées par l'entreprise ATOBA, qui ambitionne de se positionner en agrégateur de marché de l'ensemble des carburants durables, indique un prix prévisionnel moyenne de [...] ² pour les projets de carburants de synthèse au niveau mondial ;
- ♦ les prix de vente estimés pour les quinze dossiers déposés en réponse à l'appel à projet Carb'Aero, porté par l'Ademe pour soutenir les coûts de développement de projets en France, présentent une moyenne de [...] ;

¹ EASA, « 2025 Aviation Fuels Reference Prices for ReFuel EU Aviation », février 2026.

² Dans la version publique du rapport, certaines données fournies par des entreprises ont été occultées.

Annexe II

- ♦ l'estimation des coûts de production transmis à la mission par l'Institut français du pétrole des énergies nouvelles (IFPEN) en novembre 2025 ;
- ♦ une modélisation des coûts complets pour un projet-type de production de e-CAD en Europe, par le projet Skypower³.

Le tableau 1 récapitule les coûts des carburants de synthèse selon différentes sources.

Les estimations de coût complet des e-CAD sont très variables. Les coûts complets estimés dans les dossiers déposés à l'appel à projet Carb'Aero, par exemple, varient entre [...] et [...] €/t⁴. La variabilité est encore plus importante dans la base de données modélisées par l'entreprise ATOBA, avec des estimations comprises entre [...] €/t et [...] €/t (cf. tableau 1).

Tableau 1 : Coûts complets de production estimés des carburants de synthèse pour l'aviation, selon différentes sources

Source	Valeur (€/t)	Commentaire
AESA, rapport annuel	7 520 [6 710 ; 8 420]	Estimation <i>bottom-up</i> à partir de référence de prix de production pour les intrants en 2025. Les valeurs entre crochets représentent les estimations selon les hypothèses basses et hautes.
ATOBA, base de données interne	[...]	Moyenne des estimations de coûts complets sur la base des données collectées par ATOBA pour les projets à l'échelle mondiale, fin 2025. Les valeurs entre crochets représentent les valeurs minimales et maximales.
Ademe, tableau d'analyse des projets déposés à l'appel à projet Carb'Aero	[...]	Moyenne des estimations par les porteurs de projet, en 2024. Les valeurs entre crochets représentent les valeurs minimales et maximales.
IFPEN	7 500	Estimation du coût de production transmis à la mission en novembre 2025
Project Skypower	[5 000 ; 8 000]	Modélisations sur la base d'hypothèse moyenne pour une production dans l'UE.

Source : Mission d'après les sources indiquées.

Même si les prix de vente restent incertains, **les carburants de synthèse seront significativement plus chers que les biocarburants et les carburants conventionnels.** Les coûts de production estimé par l'AESA seraient ainsi neuf à douze fois supérieurs au prix de vente du kérosène d'origine fossile en 2025 (640 €/t d'après l'AESA, cf. graphique 1).

Même en prenant comme référence le prix du kérosène début avril 2026, après le déclenchement du conflit au Moyen-Orient, les e-CAD resteraient plus chers, d'un facteur quatre à six. Ainsi, au 8 avril 2026, six semaines après le déclenchement du conflit, le jet kérosène s'échangeait à 1 606 \$/t en Europe d'après l'IATA⁵, et le taux de change €/ \$ était de 1,17, d'après la Banque centrale européenne⁶, soit un prix du kérosène de 1 370 €/t, soit un niveau de prix qui reste inférieur aux estimations de coût de production des e-CAD présentées dans le tableau 1.

³ Project Skypower, « *Accelerating the take-off for e-SAF in Europe* », octobre 2024.

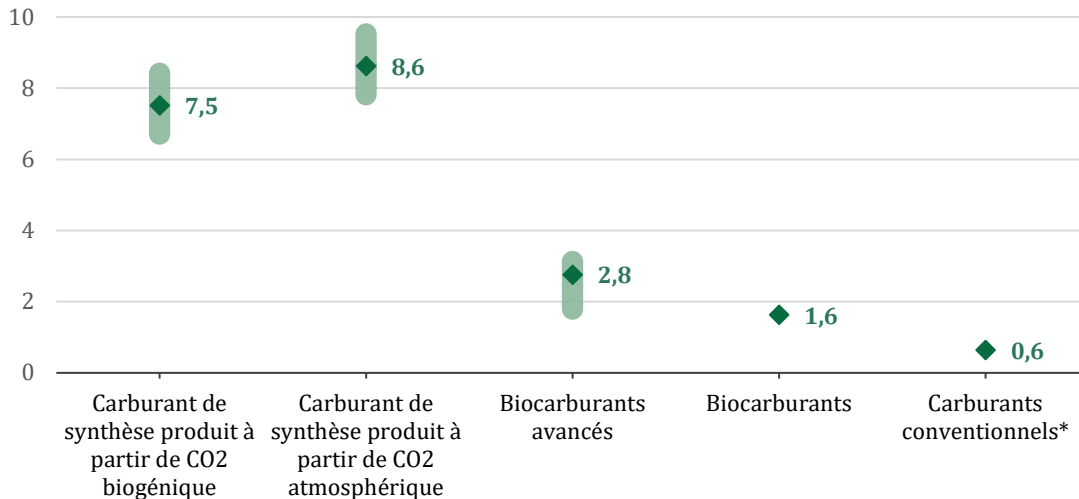
⁴ Les projets déposés en réponse à l'appel à projet inclut des projets de e-bioCAD, soit des procédés conduisant à produire conjointement des bioCAD et des e-CAD.

⁵ IATA, *Jet Fuel Price Monitor*, consulté le 14 avril 2026.

⁶ Banque centrale européenne, taux de change de l'Euro, consultés le 14 avril 2026.

En outre, les e-CAD devrait être environ 2,7 fois supérieur au coût de production des biocarburants avancés (cf. graphique 1). Le graphique 1 n'inclut pas la voie de production des e-bioCAD, qui consiste à produire des bioCAD avancés à partir de biomasse et « d'enrichir » le procédé en introduisant de l'hydrogène électrolytique. Le contenu énergétique du carburant ainsi produit provient en partie de la biomasse, et en partie de l'électricité. En théorie, le carburant devrait être partiellement considéré comme du bioCAD et partiellement comme du e-CAD. Le coût de production du e-bioCAD serait compris entre celui des bioCAD avancés et celui des e-CAD (de l'ordre de 3 500 €/t selon les modélisations de l'IFPEN).

Graphique 1 : Référence des coûts de production publiés par l'AESA pour 2025 (en k€/t)



**Note :* pour les carburants conventionnels, le graphique présente l'indice de prix de vente (et non un coût de production). *Source :* EASA, ReFuelEU Aviation Annual Report Technical Report, octobre 2025.

Du fait de l'écart de coûts avec les carburants conventionnels, l'émergence d'une demande pour l'incorporation d'e-CAD, au niveau mondial ou européen, repose entièrement sur les obligations réglementaires d'incorporation. L'écart de coût par rapport au prix du kérosène est trop élevé (et ce même début avril 2026, dans un contexte de crise internationale), pour que l'intégration volontaire par les compagnies aériennes dans une démarche de responsabilité sociale et environnementale apparaisse envisageable à court terme.

1.1.2. Les deux postes de coûts les plus importants sont les coûts d'investissement et le coût de l'électricité

Pour la production de carburant de synthèse, les principaux postes de coût sont l'investissement initial et l'électricité.

Les coûts d'investissement sont élevés : le montant moyen des coûts d'investissement estimés par les projets déposés à Carb'Aero était de [...] Md€, avec une forte dispersion en fonction du volume de production attendu, comme le montre le graphique 2. La courbe de tendance suggère **un investissement est de l'ordre de 2 Md€ pour une usine produisant 100 kt par an.**

Annexe II

Les principaux postes des coûts d'investissement sont la construction des éléments de production de l'hydrogène (électrolyseurs) et de synthèse du carburant, qui représentent à eux deux près plus de deux tiers des coûts d'investissement pour l'un des projets rencontrés par la mission. Les autres postes sont les coûts de raccordement notamment au réseau électrique, ou encore les coûts liés aux tests et à la mise en conformité. Les coûts d'ingénierie représentent également une part significative des coûts d'investissement pour les premiers projets. Les projets rencontrés par la mission indiquent que les investissements avant les travaux représentent de l'ordre de 7 à 15 % de l'investissement total. Des économies d'échelle pourraient cependant être possibles à terme, pour des projets d'une production supérieure à 100 kt/an.

Graphique 2 : Coûts d'investissement estimés dans les dossiers déposés en réponse à l'appel à projets Carb'Aero (en M€) en fonction de la production annuelle attendue (en kt)



Source : Mission d'après Ademe, tableau d'analyse des projets déposés à Carb'Aero.

En ce qui concerne les coûts d'exploitation, la consommation d'électricité représente de l'ordre de 60 à 70 % des coûts anticipés. La production d'e-CAD est en effet électro-intensive : par tonne de carburant produite, la consommation d'électricité serait en effet de l'ordre de 35 à 40 MWh/t (cf. tableau 2), dont la grande majorité sert à la production d'hydrogène. Comparativement, l'alimentation en CO₂ représente un coût plus faible, la production d'une tonne d'e-CAD nécessitant de l'ordre de 4-5 tonnes de CO₂. La mission a pu corroborer ces ordres de grandeur auprès des porteurs de projet.

Tableau 2 : Facteurs de transformation physique moyen des projets déposés à Carb'Aero par kilotonne de carburant produite

Variable	Médiane	Moyenne
Consommation d'électricité	[...] MWh/t	[...] MWh/t
Consommation de CO ₂	[...] t/t	[...] t/t
Consommation d'eau	[...] t/t	[...] t/t

Note : les projets pour lesquels les données étaient incomplètes ont été retirés de l'estimation. Source : Mission d'après Ademe, tableau d'analyse des projets déposés à Carb'Aero.

Au total, à partir d'hypothèses de modélisations sur les coûts et les modalités de financement, la mission a reconstitué un profil de coûts pour un projet type dans deux scénarios contrastés, dont les hypothèses sont détaillées dans le tableau 3⁷.

⁷ Ces modélisations ne prennent pas en compte les projets mixtes de e-bioCAD.

Annexe II

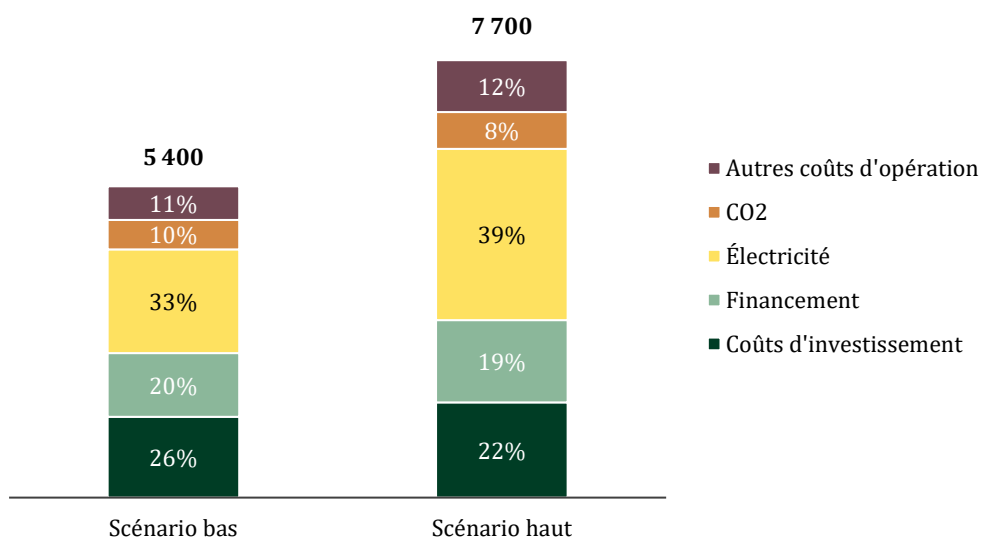
Tableau 3 : Hypothèses de la mission pour le coût des carburants de synthèse pour un projet-type produisant en 2030

	Scénario bas	Scénario haut
Production annuelle	100 kt	
Coûts d'investissement	1,7 Md€	2,0 Md€
Taux du financement bancaire	8 %	9 %
Taux du financement en capital	14 %	15 %
Durée de retour	15 ans	
Consommation d'électricité	33 MWh/t	40MWh/t
Coût de l'électricité	55 €/MWh	75 €/MWh
Consommation de CO ₂	4,0 kt/kt	
Coût du CO ₂	130 €/t	160 €/t
Autres coûts d'exploitation	20 % des coûts d'exploitation	

Source : Mission.

Les résultats en termes de coût complet sont présentés sur le graphique 3. Le principal poste est le coût d'investissement direct et le coût lié au financement du capital (41 % dans le scénario haut et 46 % dans le scénario bas, en considérant un coût total sur quinze ans de production, *cf. supra*). Le coût de l'électricité est un facteur de variation important du coût selon les scénarios (33 % du coût dans le scénario bas, 39 % dans le scénario haut).

Graphique 3 : Coûts complets de production des carburants de synthèse en 2030 et postes de coût modélisés par la mission (en €/tonne)



Source : Mission.

1.2. Les coûts de production des e-CAD devraient diminuer d'ici 2050 du fait d'économies d'apprentissage sur l'électrolyse mais ils resteront plus chers que les autres carburants

1.2.1. Les perspectives sur les coûts des intrants sont difficiles à prévoir

Les prix de l'électricité sont difficilement prévisibles à long terme. En Europe, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) anticipe une diminution du coût de l'électricité dans ses différents scénarios à horizon 2035, mais une stabilité aux États-Unis et en Chine (pour lesquels le coût en 2024 est plus faible)⁸. Pour la France, RTE suggère dans son bilan prévisionnel 2023-2035 que la trajectoire du coût complet de long terme du système de production électrique se stabiliserait autour de 75 €/MWh entre 2025 et 2035 dans le scénario macroéconomique favorable, soit un niveau proche du coût actuel⁹. Après 2035, l'évolution du coût de l'électricité est difficile à prévoir et dépend de la croissance et du développement des capacités de production et de nouveaux usages (véhicules électriques, *data centers*, etc.).

L'enjeu pour les porteurs de projets de e-CAD est de sécuriser des contrats d'approvisionnement, à prix fixe, sur le long terme (de l'ordre de dix à quinze ans, cf. 3.1.3). **Les gains de performance dans la conversion pour les électrolyseurs, et leur capacité à fonctionner de façon intermittente¹⁰, sont des facteurs de baisse de coût de production à terme** (cf. 1.2.2).

Les perspectives d'évolution du coût du CO₂ apparaissent encore plus incertaines. À partir de 2041, la réglementation européenne impose l'utilisation de CO₂ biogénique¹¹. Les entretiens menés par la mission soulignent le fait que l'approvisionnement et le transport en CO₂ représente un enjeu critique pour les projets, mais cet intrant ne fait pas l'objet d'un marché structuré. Les porteurs de projet démarchent donc des émetteurs localisés à proximité de leurs installations, et contractent de gré à gré. Le CO₂ biogénique apparaît néanmoins comme une ressource limitée, dont la demande pourrait croître, et dont l'usage entrerait en compétition avec les incitations au captage et au stockage.

1.2.2. Les coûts sur la brique de production d'hydrogène devraient se réduire par effet d'apprentissage et de standardisation

La voie privilégiée pour la fourniture d'hydrogène vert est actuellement l'électrolyse. Une autre voie possible serait l'hydrogène natif, dit hydrogène blanc, cependant cette voie est encore à un niveau de maturité faible tant dans les technologies que les quantités disponibles ou le coût. Si elle se développait à l'horizon 2035-2040, une large part des raisonnements seraient à reprendre.

⁸ AIE, *World Energy Outlook 2025*.

⁹ RTE, Bilan prévisionnel 2023-2035. Cette trajectoire a été reprise dans la programmation pluriannuelle de l'énergie n° 3 publiée début 2026.

¹⁰ Couplée à la possibilité de stocker l'hydrogène, un fonctionnement intermittent permettrait d'utiliser directement l'électricité produite par des parcs éoliens ou solaires.

¹¹ Cf. règlement délégué n° 2023/1185 de la Commission du 10 février 2023.

La réalisation de baisses progressives de coûts lors du développement d'une nouvelle technologie énergétique n'est pas systématique. Haas et al. (2022)¹² conditionnent l'existence d'économie d'apprentissage à deux facteurs :

- ◆ l'homogénéité et la modularité (ou la granularité) de la technologie ;
- ◆ la stabilité du cadre réglementaire, en particulier des règles d'homologation.

Ainsi, des technologies particulièrement homogènes et modulaires, comme le solaire photovoltaïque, ont connu des facteurs d'apprentissage de 20 % sur une longue période (soit une baisse de 20 % des coûts de production lorsque la capacité totale installée double) et de 33 % sur la période récente. À l'inverse, la production nucléaire repose sur des unités plus importantes, avec des spécifications qui ont évolué au cours du temps, lié aux règles environnementales ou de sécurité, avec des effets d'apprentissage plus limités au global (cf. tableau 4)¹³.

Tableau 4 : Facteurs d'apprentissage estimés pour des technologies de production électrique au niveau mondial sur la période 2010-2019

Technologie	Facteur d'apprentissage
Solaire photovoltaïque	33 %
Solaire centrale	17 %
Éolien terrestre	15 %
Éolien <i>offshore</i>	6 %
Nucléaire	Aucun

Source : Haas et al. (2022).

À court terme, la production de carburants de synthèse pour l'aviation repose sur des unités de production de grande taille et peu modulaires, et dont les règles d'homologation ne sont pas stabilisées pour l'e-méthanol pour l'aviation. Les règles permettant aux carburants de synthèse d'être comptabilisés dans les obligations diffèrent entre l'Union européenne (UE) et la Grande-Bretagne. Les projets devront donc s'adapter à des contextes réglementaires différents. En outre, les premiers projets doivent également s'adapter à des gisements de CO₂ biogénique spécifiques, qui conditionnent leurs lieux d'implantation et leur dimensionnement. **Ces différents éléments vont à l'encontre des conditions de réalisation d'importantes économies d'apprentissage.**

À plus long terme, une stabilisation du cadre réglementaire et du modèle économique, et les perspectives d'utiliser le captage direct dans l'air (une technologie qui serait *a priori* homogène et modulaire) pourraient conduire à des économies d'apprentissage plus importantes. Le captage direct dans l'air reste cependant une technologie peu mûre et dont les coûts devraient rester élevés à moyen voire long terme (cf. annexe III).

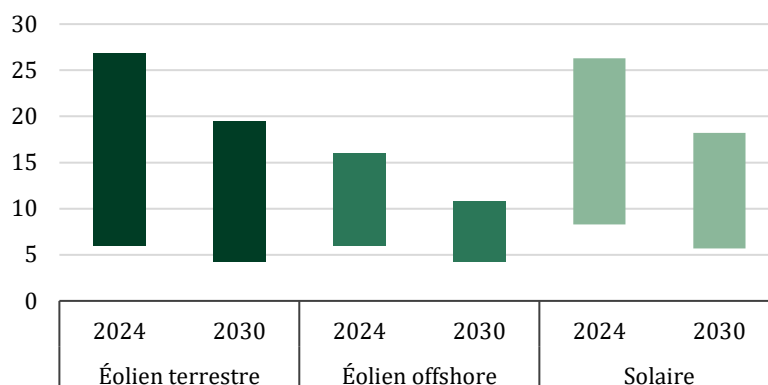
¹² Haas, R. et al. (2022), "Technological learning: Lessons learned on energy technologies", *Wires Energy and Environment*.

¹³ Voir également Grubler, A. (2010). "The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing." *Energy Policy*, qui document la hausse des coûts réels de production des projets nucléaires dans le cas de la France entre 1970 et 2000.

Les économies d'apprentissage pourront en revanche être importantes sur la brique de production d'hydrogène par électrolyse, et ce dès le court et moyen terme, dans la mesure où cette production est homogène (avec une seule molécule produite), modulaire, et où la croissance de la production est rapide. Ainsi, entre 2020 et 2024, la capacité installée d'électrolyseurs a été multipliée par près de cinq, d'après les estimations de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Les capacités installées devraient continuer à croître à horizon 2030 : dans le monde, les projets (tous secteurs confondus) ayant obtenu une décision finale d'investissement en octobre 2025 représentaient une capacité cumulée d'électrolyseurs de plus de douze fois supérieure aux capacités installées à fin 2024¹⁴. Si les carburants d'aviation représentent une faible part de la demande d'hydrogène (sur la période 2021-2025, les carburants de synthèse pour l'aviation représentent 3 % des usages dans les contrats d'achat des projets d'hydrogène¹⁵), ce secteur devrait bénéficier des économies d'échelle liés au développement plus large de l'ensemble de la filière.

Au total, l'AIE anticipait en 2025 des baisses de coût de production de l'hydrogène renouvelable en Europe de l'ordre de 30 % entre 2024 et 2030, quelle que soit la source d'électricité renouvelable considérée, compatibles avec un facteur d'apprentissage de 30 % (cf. graphique 4). Cependant, d'après plusieurs acteurs rencontrés par la mission, les trajectoires réelles de diminution des coûts ont été moins importantes depuis 2024 que ces prévisions, la mission retient donc des hypothèses plus conservatrices dans ses simulations (cf. 1.2.4).

Graphique 4 : Coûts de production de l'hydrogène en Europe, par électrolyse selon la source renouvelable, en 2024 et 2030 (en USD/kgH₂)



Note : le coût en 2030 est estimé selon le scénario « Stated policies » de l'AIE. Les estimations ne sont pas disponibles pour une production à partir d'électricité nucléaire. *Source :* AIE, Global Hydrogen Review 2025.

1.2.3. Les générations suivantes de projet devraient bénéficier de conditions de financement plus favorables

Du fait du niveau élevé des investissements, les conditions de financement sont un facteur important du coût complet de production. Or, **les coûts de financement des projets devraient diminuer au cours du temps**. Pour la première génération, le financement des projets de carburant de synthèse est en effet particulièrement coûteux dès lors que le risque est important (cf. 3.2).

¹⁴ Source : AIE, Global Hydrogen Review 2025.

¹⁵ Source : AIE, *op. cit.*

Annexe II

Les modélisations réalisées par la mission (cf. 1.2.4) suggèrent que, pour un projet type, un coût moyen pondéré du capital diminué de trois points de base induirait une baisse de coût d'environ 400 €/t (soit une baisse de coût complet de l'ordre de 5 à 7 %).

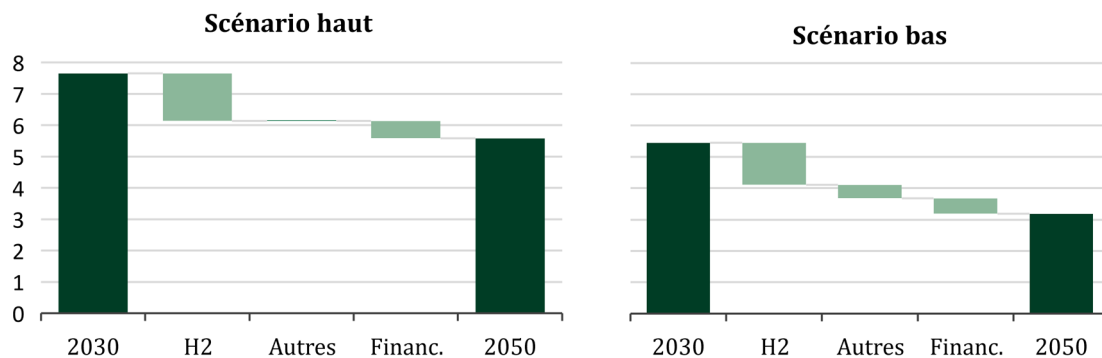
1.2.4. Au global, le coût de production pourrait diminuer de 30 à 40 % à horizon 2050, mais il resterait 2 à 6 fois plus cher que le kérosène fossile à cette échéance

La mission a donc construit une trajectoire haute et basse d'évolution des coûts de production des carburants de synthèse à partir de :

- ♦ des valeurs basses et hautes de départ en 2030 de respectivement 5 400 € et 7 700 € par tonne produite ;
- ♦ une trajectoire de baisse des coûts sur la brique de production d'hydrogène de 20 % tous les cinq ans entre 2030 et 2050 dans la trajectoire basse, et 15 % dans la trajectoire haute ;
- ♦ sur les autres postes, une stabilité des coûts en termes réels dans le scénario haut, et une diminution des coûts de 5 % tous les cinq ans dans le scénario bas ;
- ♦ une diminution des conditions de retours sur investissement des projets et du taux d'intérêt du financement, d'un taux global de 20 % pour la première génération, à un taux de 15 % pour les générations produisant en 2050.

Sous ces hypothèses, le coût complet de production d'une tonne des carburants de synthèse diminuerait de 27 à 41 % entre 2030 et 2050 en termes réels, pour atteindre un coût situé entre 3 200 et 5 600 €₂₀₂₅ en 2050.

Graphique 5 : Modélisation des coûts de production des e-CAD en 2030 et leur facteur d'évolution à horizon 2050 (en k€/t)



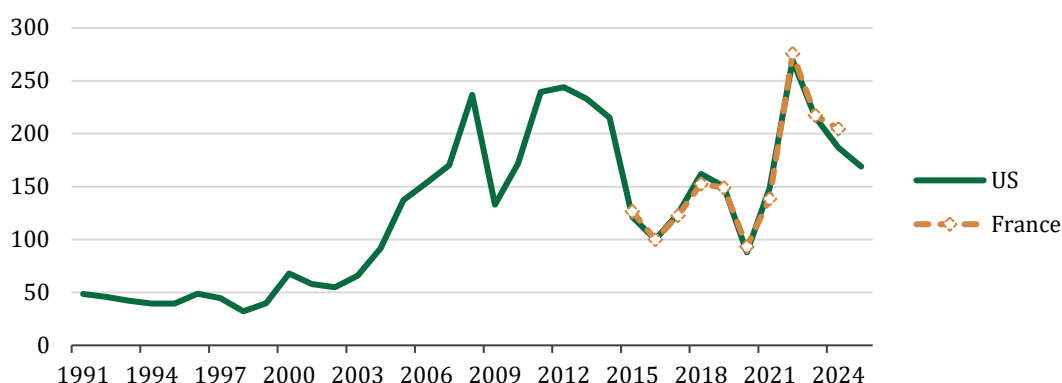
Note : « H2 » indique le coût de la production d'hydrogène par électrolyse, « Financ. » le coût de financement du projet et « Autres » les autres postes de coût (investissements et opération). *Source :* Modélisations mission.

À titre de comparaison, le rapport du projet Skypower indique un potentiel de réduction à terme des coûts complets de production de l'ordre de 40 à 50 %. Les estimations de la mission apparaissent compatibles avec les hypothèses utilisées dans la feuille de route de décarbonation de la filière, qui utilisait un prix de 4 000 €/t en 2050 pour le carburant de synthèse.

L'estimation du surcoût des e-CAD par rapport au kérosène fossile nécessite de faire des hypothèses sur les prix futurs du kérosène d'origine fossile. Or, à horizon 2050, le prix du kérosène est difficile à prévoir. Entre 1991 et 2025, le prix du kérosène a été multiplié par 3,5, mais en connaissant des fluctuations importantes, comme le montre le graphique 6. L'augmentation du prix du kérosène a été plus rapide que l'inflation en France (+69 %). La mission retient deux scénarios de référence pour les prix du kérosène, le scénario haut consistant en une augmentation du prix en termes constant de 2,5 % par an (1 % par an dans le scénario bas).

La mission n'a pas pris en compte dans ses modélisations les variations de prix du kérosène constaté à partir de mars 2026 du fait du conflit au Moyen-Orient déclenché fin février (cf. *supra*). Début avril 2026, les perspectives d'évolution de la situation internationale étaient en effet trop incertaines pour envisager des scénarios de moyen-long terme intégrant les perturbations induites par ce conflit sur l'approvisionnement mondial en produits pétroliers. Ces perturbations pourraient néanmoins avoir des effets significatifs sur les écarts de coût entre les CAD et le kérosène fossile. Une réappréciation des résultats présentés ci-dessous pourrait être nécessaire à l'avenir, selon l'évolution de la situation géopolitique.

**Graphique 6 : Prix du jet kérosène aux États-Unis et à l'importation en France
(base 100 = 2016)**



Source : Mission d'après U.S. Energy Information Administration et DGDDI.

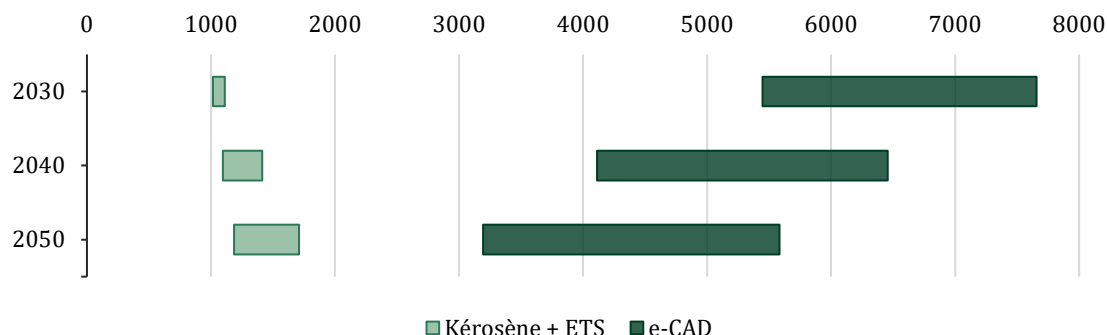
En outre, la consommation de kérosène fossile par les compagnies aériennes doit faire l'objet d'achats de crédits de l'*Emission Trading Scheme* (ETS), qui en 2026 couvrent l'ensemble des émissions de gaz à effet du secteur aérien (à l'exception des quotas gratuits alloués en cas d'incorporation de CAD)¹⁶. La mission retient comme hypothèse basse un coût de la tonne de CO₂ de 70 € stable jusqu'en 2050, et dans l'hypothèse haute un coût qui croît jusqu'à 100 €/t en 2040 et se stabilise ensuite¹⁷.

¹⁶ Jusqu'en 2025, le secteur aérien bénéficiait d'une partie de quotas alloués gratuitement, dont le nombre a été progressivement diminué (16 millions en 2024, 11 millions en 2025). Les quotas gratuits pour l'incorporation de CAD représentent 20 millions de quotas sur la période 2024-2030.

¹⁷ Peu de prévisions existent sur la valeur de la tonne de CO₂ dans le dispositif ETS à horizon 2050. La mission n'a pas considéré de scénario où le coût de la tonne augmenterait au-delà de 100 €. Dans un tel scénario, l'impact de ReFuelEU serait d'autant plus limité pour les vols intra-européens que le contrefactuel (l'utilisation de kérosène fossile) serait rendu plus coûteux (l'ETS ne s'appliquant pas pour les vols vers l'extérieur de l'espace économique européen).

Par rapport à ces deux scénarios de référence, les coûts des carburants de synthèse devraient rester supérieurs au prix du kérosène fossile + ETS d'un ratio compris entre 2 et 5 (cf. graphique 7), et 2 à 6 par rapport au coût du kérosène sans ETS. Ce calcul exclut la prise en compte des quotas ETS alloués gratuitement au titre de l'incorporation de CAD, dans la mesure où ceux-ci représenteraient 4 à 7 % des besoins de quotas estimés sur la période¹⁸.

Graphique 7 : Projection de coût de production des e-CAD et comparaison par rapport à une trajectoire de prix pour le kérosène fossile + ETS (en €₂₀₂₅/tonne)



Source : Modélisations mission.

2. La France présente des avantages pour contribuer à la production de la première génération de carburants de synthèse

2.1. À court et moyen terme, la parc électrique décarboné de la France en fait l'un des pays où le développement des projets sera le plus simple, mais les coûts de production de l'hydrogène vert pourraient être plus compétitifs à terme dans d'autres régions du monde

2.1.1. En Europe, la France possède un avantage compétitif à court terme du fait de son mix électrique décarboné

Le principal atout de la France pour la production de carburant de synthèse est son mix électrique, qui est suffisamment décarboné pour pouvoir développer des projets sans nouvelles unités de production d'électricité.

Du fait de la faible teneur en carbone du mix énergétique français, le carburant qui y est produit peut être considéré comme « renouvelable » (RFNBO)¹⁹ dès lors que les producteurs établissent des contrats d'achat (*power purchase agreement*, PPA) avec des producteurs d'électricité renouvelable répondant aux principes de corrélation temporelle et géographique, mais sans avoir à respecter au principe d'additionnalité, qui implique de raccorder le projet à une nouvelle unité de production électrique.

¹⁸ Source : IATA, *The benefit of the EU ETS SAF allowances is limited*, 29 août 2025

¹⁹ *Renewable fuel of non-biological origin*. Le Règlement délégué n° 2023/1184 du 10 février 2023, dit RFNBO, précise les règles permettant de considérer le carburant de synthèse comme « renouvelable ».

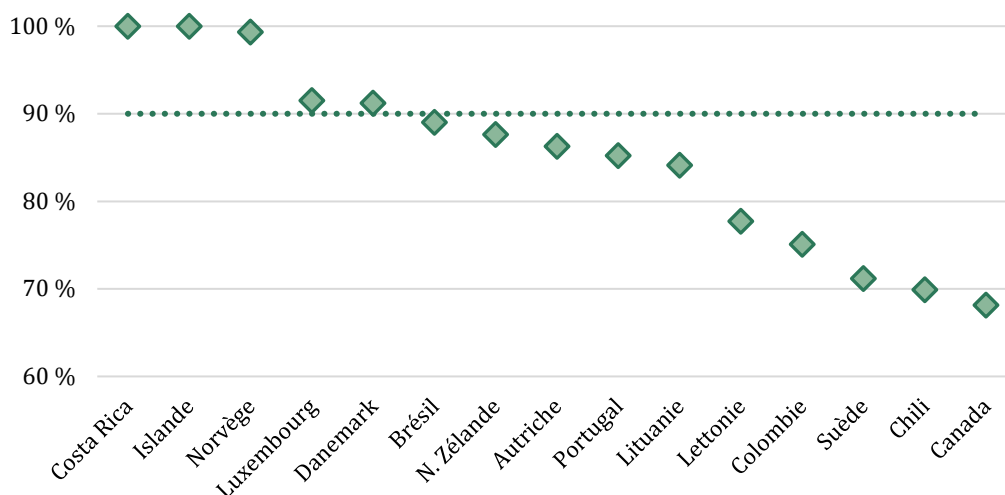
En outre, le carburant produit à partir d'électricité soutirée au réseau électrique français sans PPA (notamment issu de la production nucléaire), peut être considéré comme « bas carbone » et est ainsi éligible pour remplir les obligations de ReFuel EU Aviation²⁰.

Dans l'UE, les seuls pays où la production de e-CAD peut déroger au principe d'additionnalité, hormis la France, sont le Danemark, la Suède et la Finlande.

Le Danemark est proche du seuil de 90 % de production d'électricité par source renouvelable (91 % en 2025 dans les données compilées par Ember) et devrait l'être systématiquement dans les prochaines années, d'ici à ce que d'éventuelles unités de production de e-CAD entrent en opération. Les données pour le Luxembourg ne sont pas fiables dans la mesure où le pays importe près des trois quarts de son électricité. Hors UE, la Norvège, l'Islande et le Costa Rica possèdent un mix électrique quasiment intégralement renouvelable (cf. graphique 8). Dans tous ces pays, la production de e-CAD RFNBO peut se faire à partir de l'électricité du réseau. Le Brésil, l'Autriche, le Portugal pourrait atteindre ce seuil dans les prochaines années.

En ce qui concerne le contenu carbone de l'électricité (cf. graphique 9), au-delà des pays cités précédemment, seules la Suisse, la Suède, la France et la Finlande possèdent un contenu carbone suffisamment faible pour pouvoir y produire des e-CAD catégorisé RFNBO en dérogeant au principe d'additionnalité.

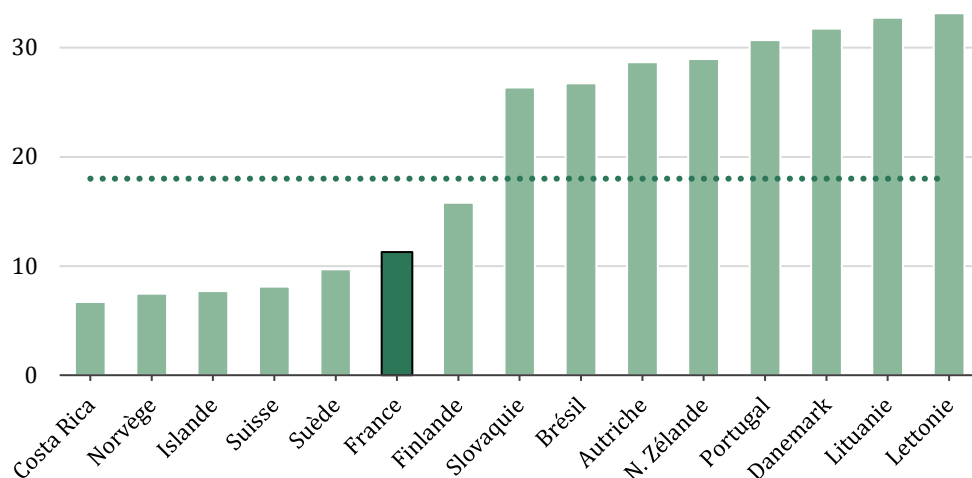
Graphique 8 : Part de l'électricité produite par des sources renouvelables maximale observée entre 2021 et 2025 dans les quinze pays de l'OCDE ou gros producteurs ayant les parts les plus élevés



Note : les pays gros producteurs sont définis comme les pays ayant produits plus de 100 TWh au moins une année entre 2021 et 2025. Le trait vertical représente le seuil à 90 % du règlement RFNBO, même si ce seuil ne s'applique pas exactement sur ces données dans la mesure où ces données ne sont pas retraitées des importations et exportations.
Source : Mission d'après Ember, Yearly Electricity Data.

²⁰ Le règlement ReFuel EU Aviation définit les carburants de synthèse à faible intensité de carbone comme « les carburants d'aviation d'origine non biologique, dont le contenu énergétique est issu de l'hydrogène bas carbone non fossile, qui respectent un seuil de 70 % de réduction des émissions sur l'ensemble du cycle de vie suivant les méthodes d'évaluation de la réduction desdites émissions sur l'ensemble du cycle de vie en vertu des dispositions applicables du droit de l'Union ».

Graphique 9 : Contenu carbone de l'électricité minimal observé entre 2021 et 2025 pour les quinze pays de l'OCDE ou gros producteurs ayant le contenu le plus faible (en gCO₂/MJ)



Note : les pays gros producteurs sont définis comme les pays ayant produits plus de 100 TWh au moins une année entre 2021 et 2025. Le trait pointillé horizontal représente la limite à 18 gCO₂eq/MJ du règlement RFNBO.
Source : Mission d'après Ember, Yearly Electricity Data.

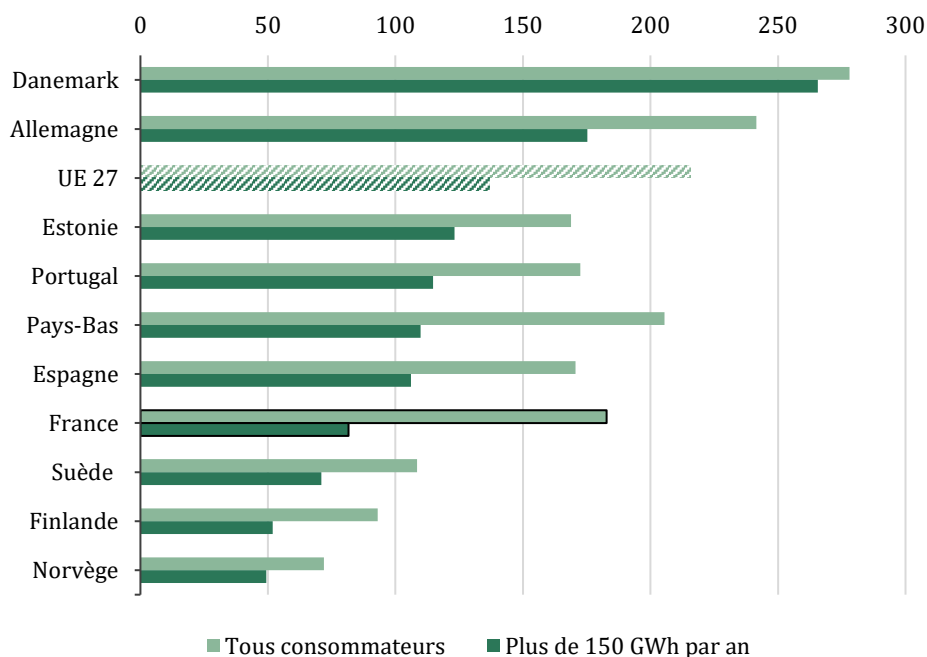
2.1.2. En termes de prix, la production d'hydrogène vert apparaît plus compétitive en Chine ou aux États-Unis

Les prix de l'électricité en France sont compétitifs par rapport à la moyenne européenne mais moins que dans les pays scandinaves. Grâce à des prix particulièrement dégressifs selon la consommation, la France présente des prix de l'électricité compétitifs en Europe (80 €/MWh au premier semestre 2025 pour les consommateurs consommant plus de 150 GWh²¹), inférieurs à la moyenne de l'UE (140 €/MWh) et aux prix en Allemagne, au Danemark ou aux Pays-Bas. Les prix de l'électricité sont en revanche inférieurs dans les pays scandinaves et la Finlande (cf. graphique 10). La compétitivité des prix de l'électricité en France par rapport à la moyenne européenne est également mise en avant dans le bilan annuel 2024 de RTE²².

²¹ Ce qui serait le cas des usines de production de carburants de synthèse. Les prix indiqués ici incluent le transport et les taxes et prélèvements.

²² RTE, « Bilan électrique 2024 – rapport complet », 2025. Le rapport indique ainsi qu'en 2024 « les prix français sur les marchés de gros sont redevenus parmi les plus compétitifs en Europe ».

Graphique 10 : Prix de l'électricité pour les consommateurs hors ménages dans un échantillon de pays européens, en €/MWh, au premier semestre 2025



Note : prix consommateurs, incluent les taxes et prélèvements. *Source :* Eurostat, base de données sur les prix de l'électricité (nrg_pc_205).

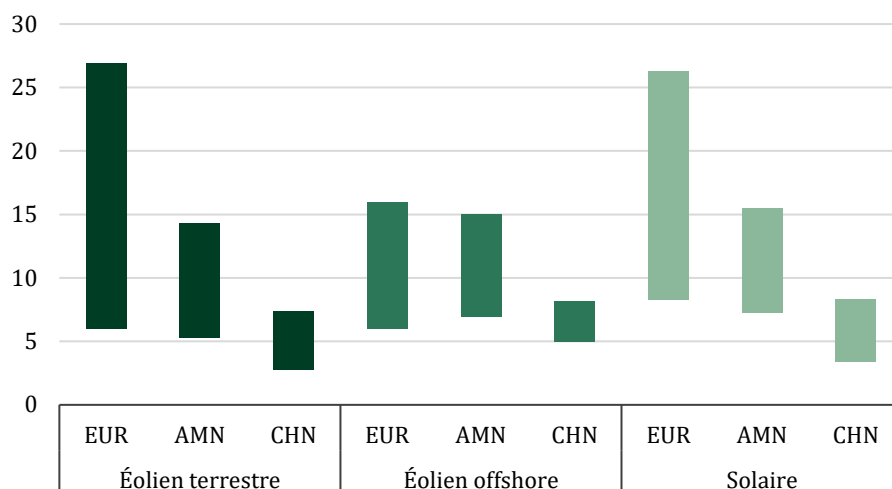
Au niveau mondial, la production d'hydrogène vert reste cependant moins chère en Chine ou aux États-Unis qu'en Europe.

La comparaison des prix de l'électricité à l'échelle mondiale est rendue complexe par l'absence de collecte de données harmonisées à cette échelle. Une note de la direction générale des entreprises (DGE) de janvier 2026 suggère que l'Europe a perdu de sa compétitivité en termes de prix de l'électricité suite aux hausses en 2022 et 2023. Pour les gros consommateurs, les prix de l'électricité en France sont proches en 2024 de ceux en Inde ou dans certains états des États-Unis, mais ils sont significativement plus élevés qu'au Québec, par exemple (alors qu'ils étaient proches en 2019)²³.

L'AIE a réalisé des projections des coûts de production d'hydrogène vert à horizon 2030 au niveau mondial. Ces modélisations suggèrent que la production sera significativement plus compétitive en Chine et aux États-Unis qu'en Europe. L'hydrogène vert le moins cher coûterait ainsi 40 à 45 % de moins à produire en Chine (CHN) qu'en Amérique du Nord (AMN) ou en Europe (EUR). D'après l'AIE, la Chine combine en effet des coûts bas pour les électrolyseurs (d'équipement et d'installation), un faible coût du capital et des conditions naturelles favorables, dans certaines régions, pour la production renouvelable.

²³ DGE, « L'électrification de l'industrie : un enjeu de décarbonation et de compétitivité », Thema de la DGE, janvier 2026.

Graphique 11 : Coûts de production de l'hydrogène vert en Europe, aux États-Unis et en Chine selon la source utilisée (en \$/kg)



Note : EUR = Europe, AMN = Amérique du Nord, CHN = Chine. Source : AIE, Hydrogen Tracker, données à date de septembre 2025.

2.2. La France possède également des ressources en CO₂ biogénique, même si la structuration de ce marché à terme est incertaine

2.2.1. La comparaison des coûts du CO₂ biogénique dépend de la source d'approvisionnement, sachant que celles-ci sont diffuses, mais la France semble *a minima* disposer d'un gisement

La comparaison du coût de la tonne de CO₂ entre région du monde n'est pas possible, dans la mesure où le CO₂ est difficilement transportable et ne fait pas l'objet d'un marché mondial.

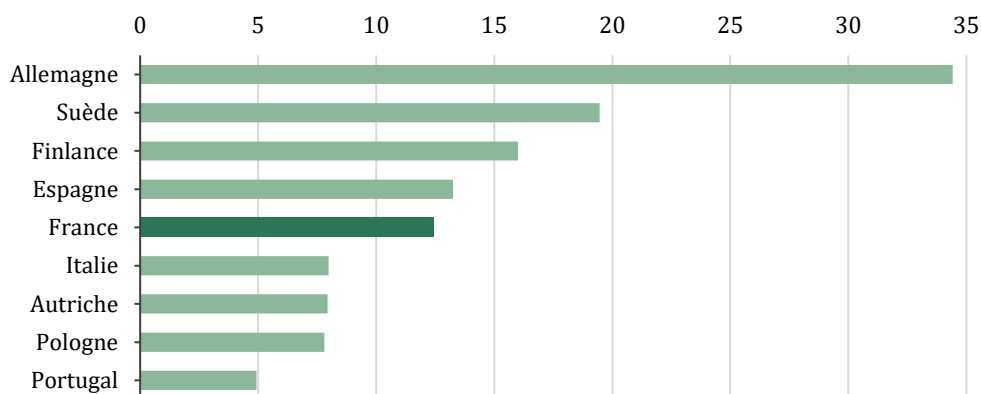
Les sources de CO₂ biogéniques sont diffuses. Les sources potentielles sont les usines de production d'électricité à partir de biomasse ou de déchets, certaines industries, notamment le secteur du ciment/chaux et la papeterie, et, à terme, les usines de production de gaz « vert » et de biocarburants.

Une étude menée par l'institut d'expertise de Maersk évalue les gisements potentiels de CO₂ biogénique par secteur émetteur et par région du monde²⁴. Leur analyse conclut que les gisements les plus intéressants en termes de coûts sont les rejets d'usines de papeterie et de pâtes à papier et, dans une moindre mesure, les usines de production d'électricité à partir de biomasse. Or, les gisements identifiés par l'étude sont principalement localisés en Europe et en Amérique du Nord, malgré un redressement statistique réalisé par les auteurs pour prendre en compte l'incomplétude des données sur l'Asie et l'Amérique latine.

En Europe, la France dispose d'une industrie du papier et de la pâte à papier, avec 12 millions de tonnes de papier, carton et pâte à papier produits en 2024, ce qui la place en cinquième position en Europe (d'après les données d'Eurostat, cf. graphique 12).

²⁴ Maersk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping, « *Global Availability of Biogenic CO₂ and Implications for Maritime Decarbonization* », 2024.

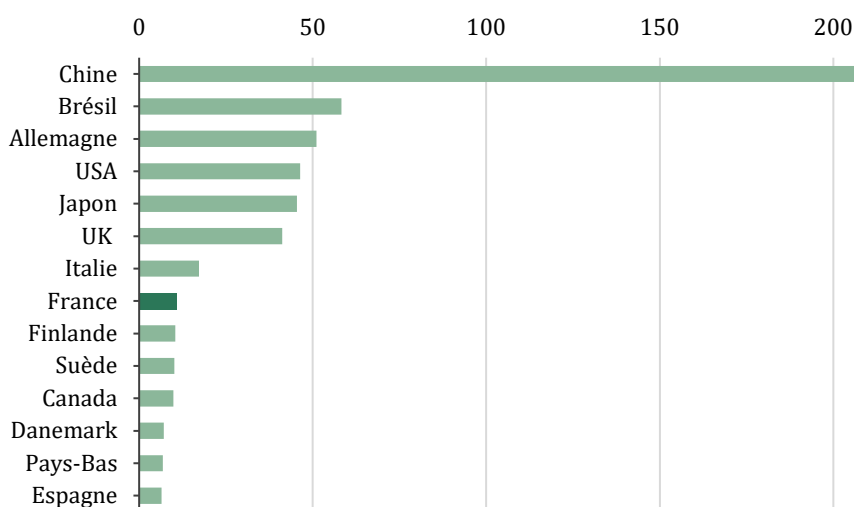
Graphique 12 : Principaux pays producteurs de papier, carton et pâte à papier en 2024 dans l'UE (en millions de tonnes)



Source : Mission d'après Eurostat [for_pp].

En outre, la disponibilité de CO₂ biogénique dépend du développement d'une filière de génération électrique par la biomasse. La France est également positionnée sur cette filière (cf. graphique 13). Le principal producteur au niveau européen est l'Allemagne. Au niveau mondial, la Chine domine nettement la production, et le Brésil, les États-Unis, le Japon, ou encore le Royaume-Uni sont des producteurs importants. La Finlande et la Suède produisent dans des quantités proches de la France.

Graphique 13 : Production d'électricité par biomasse en 2024-2025 dans une sélection de pays de l'OCDE ou de gros producteurs d'électricité (en TWh)



Note : la production maximale constatée en 2024 ou 2025 a été reportée (pour les pays non UE, la donnée 2025 n'était pas disponible à la date de la mission). Source : Mission d'après Ember.

Au sein de l'Union européenne, une étude réalisée par le cabinet Frontier Economics suggère que **l'Allemagne et la Suède auront en 2050 les plus importants gisements de CO₂ biogénique. La France se classerait troisième** (avec un potentiel près de deux fois inférieur à l'Allemagne), devant l'Italie et les Pays-Bas mais avec des potentiels d'un ordre de grandeur comparable. Les gisements seraient en revanche plus faibles en Espagne, en Finlande ou au Danemark²⁵.

²⁵ Frontier Economic, « CO₂ Point Source Potential in Europe », septembre 2025. Analyse réalisée pour le compte de eFuel Alliance et eNG Coalition.

2.2.2. À terme, la structuration d'un marché du CO₂ biogénique et sa compétitivité dépend de facteurs difficiles à prévoir, mais sa disponibilité pourrait contraindre l'offre et ainsi conduire à devoir utiliser toutes les sources possibles

À terme, les prix du CO₂ biogénique pour la production de carburants de synthèse dans une région dépendront de plusieurs facteurs :

- ♦ la mise en place de pipelines de transport, qui permettrait de réduire significativement les coûts de transport en les mutualisant. En France, les projets de court terme identifiés par Natran pour la mise en place de réseaux locaux de captage et le transport de CO₂ représenteraient un potentiel total de 12 Mt/an ;
- ♦ la concurrence potentielle du stockage du carbone, pour lequel des projets émergent mais qui restent une technologie émergente et dépendante des incitations publiques qui seront mises en place ;
- ♦ les concurrences potentielles d'autres usages (chimie par exemple).

Le CO₂ biogénique pourrait devenir une ressource rare, et limiter au niveau mondial l'offre. Une étude de Worley Consulting pour le compte de l'IATA estime ainsi que le stock total de CO₂ biogénique disponible pour la production de e-CAD et pouvant être capté à des coûts raisonnables représenterait environ 900 Mt en 2050, permettant de produire 170 à 200 Mt d'e-CAD²⁶. Au regard des objectifs (cf annexe I), le CO₂ biogénique pourrait ainsi être un facteur limitant de la production, ce qui aurait pour conséquence de devoir utiliser au maximum toutes les sources possibles, et ainsi rendre intéressante l'exploitation de sources initialement moins compétitives.

Le développement de la production de carburants de synthèse devrait alors s'appuyer sur le captage direct du CO₂ dans l'air, une technologie dont les coûts apparaissent incertains mais devraient rester durablement supérieurs aux coûts de la capture à la sortie d'unités industrielles (cf annexe III).

2.3. Synthèse : la France possède des atouts pour se positionner à court et moyen terme sur la production de carburants de synthèse

Les règles actuelles d'éligibilité à ReFuelEU Aviation fournissent des atouts à court terme pour la production de e-CAD en France, dans la mesure où celle-ci combine un mix électrique décarboné, ce qui lui permet de produire des carburants de synthèse sans ajout de capacités renouvelables supplémentaires, et la disponibilité de CO₂ biogénique, notamment du fait de la présence de l'industrie du papier.

Seuls les pays scandinaves apparaissent mieux positionnés que la France en Europe, avec des prix de l'électricité plus compétitifs, et des gisements de CO₂ biogénique. La Suède et la Norvège présentent en outre, comme la France, des surcapacités de production électrique, avec un solde exportateur net positif, de respectivement 34 et 24 TWh²⁷. Avec un écart de prix de l'électricité de l'ordre de 20 €/MWh avec la France, le coût de production pourrait être de l'ordre de 700 à 1 000 € moins cher pour la première génération de projets (tout autre facteur égal par ailleurs, sous les hypothèses de la mission présentées en 1.1).

En revanche, l'Allemagne, l'Espagne, le Portugal ou les Pays-Bas ne bénéficient pas d'un mix électrique décarboné, ce qui implique que les projets doivent souscrire au principe d'additionnalité.

²⁶ IATA & Worley Consulting, « *Global Feedstock Assessment for SAF Production - Outlook to 2050* », septembre 2025.

²⁷ La France présente quant à elle un solde exportateur net de 93 TWh en 2025. La Finlande est en revanche importatrice nette d'électricité, pour 5 TWh en 2025. Source : Ember, base de données sur l'énergie.

Tableau 5 : Positionnement de pays européens pour la production de carburants de synthèse conformes aux obligations européennes

Pays ou ensemble de pays	Électricité	CO ₂ biogénique
Suède, Finlande, Norvège	++	+
France, Danemark	+	+
Allemagne	-	++
Espagne, Portugal, Pays-Bas	-	+

Source : Mission.

À court et moyen terme, la production en Europe pourrait néanmoins être concurrencée par la production dans d'autres pays :

- ♦ la Chine ou les États-Unis possèdent des coûts de l'électricité bas et soutiennent le développement de ce type de technologies. La production pourrait y être compétitive si des unités de production se rattachent à des capacités renouvelables nouvelles, respectant ainsi le principe d'additionnalité ;
- ♦ le Brésil possède un mix électrique décarboné et des gisements de CO₂ biogénique, de même qu'une expérience technologique sur les carburants durables (avec un secteur important de biocarburants, développé dès les années 1970).

La limitation des sources de CO₂ biogéniques dans le monde devrait cependant garantir des débouchés pour les productions, y compris les productions moins compétitives, et ce jusqu'à l'arrivée à maturité d'une technologie de captage direct du CO₂ dans l'air. Or, ces technologies restent encore peu mûres à la date de la mission.

3. Le financement des projets de carburant de synthèse pour l'aviation implique une prise de risque élevée, qui nécessitera des garanties fortes sur le cadre réglementaire et son application

3.1. Les risques associés aux premiers projets d'e-CAD sont multiples, et parmi ceux-ci les risques sur les débouchés apparaissent comme les plus bloquants à la date de la mission

3.1.1. L'obtention d'une FID nécessite d'évaluer les risques associés aux projets industriels

Les projets de construction d'unités de production de carburants de synthèse nécessitent **une décision finale d'investissement** (*final investment decision* – FID), avant le lancement des travaux de construction. L'obtention de la FID requiert des études de faisabilité et d'avant-projets avancées, qui incluent :

- ♦ la conception technique du projet ;
- ♦ l'identification des sources des intrants et la contractualisation avec les fournisseurs ;
- ♦ l'identification des débouchés pour la production et la contractualisation avec des acheteurs (contrats d'*offtake*) ;
- ♦ l'obtention de permis administratifs : en l'occurrence, la principale démarche relève du dossier de demande d'autorisation environnementale (DDAE) ;
- ♦ la définition du montage administratif et financier du projet.

Pour certains projets sur des technologies innovantes, les études de faisabilité et d'avant-projet incluent la construction et l'opération d'un démonstrateur. C'est le cas notamment pour le projet BioTJet d'Elyse Energy, qui a fait l'objet d'un démonstrateur à Dunkerque.

Figure 1 : Principales étapes d'un projet industriel



Source : Mission.

Les études d'avant-projet permettent de présenter un modèle économique pour le projet, avec des flux de dépenses et de recettes. Elles doivent également permettre **d'évaluer les principaux risques associés à ce modèle économique**. Ces risques sont de plusieurs natures, dont une synthèse est proposée dans le tableau 6.

Tableau 6 : Principales catégories de risques associés aux projets industriels de carburants de synthèse du point de vue du financement de projet

Types de risques	Modalités
Risques de gestion / d'exécution	▪ Délais plus longs qu'anticipés ▪ Surcoûts liés à des imprévus lors de la construction ▪ Départs de personnels clés
Risques technologiques	▪ Coûts de R&D supplémentaires ▪ Moindre performance de la chaîne industrielle par rapport aux prévisions (rendement, durée de vie) ▪ Coûts d'opération plus élevés qu'anticipés (maintenance)
Risques réglementaires	▪ Changement de réglementation applicable ▪ Non-obtention des autorisations, délais supplémentaires ou recours
Risques sur les achats	▪ Augmentation des prix des intrants ▪ Ruptures d'approvisionnement
Risque de marché	▪ Demande insuffisante par rapport à la production ▪ Concurrence de nouveaux projets avec des prix plus bas du fait d'un apprentissage technologique ▪ Concurrence depuis des pays hors UE avec des coûts plus faibles

Source : Mission.

3.1.2. Les risques technologiques sont élevés étant donné que le procédé complet n'a jamais opéré à grande échelle, même si les différentes briques technologiques apparaissent relativement mûres

La production de carburants de synthèse repose sur des briques technologiques mûres.

Deux voies de production existent : la voie *Reverse Water Gas Shift* – Fischer-Tropsch (RWGS-FT) et la voie e-méthanol-to-jet (e-MTJ). La voie RWGS-FT repose sur des briques technologiques dont le *Technology Readiness Level* (TRL) est supérieur ou égal à 7 (cf. tableau 7)²⁸. La voie e-MTJ apparaît moins mûre technologiquement au niveau de la brique consistant à transformer le méthanol en e-kérosène, ce qui explique que les projets retenant cette voie technologique visent comme étape intermédiaire la production et la commercialisation du e-méthanol.

²⁸ La TRL est une mesure de la maturité technologique d'un procédé industriel. L'échelle varie entre 1 et 9. Un TRL de 5 indique un procédé testé dans le cadre d'un pilote. Un TRL de 7 indique que le procédé a démontré son fonctionnement sous forme de prototype de taille significative dans un environnement opérationnel. Un TRL de 9 indique un procédé démontré en conditions réelles et à l'échelle.

Tableau 7 : Maturité des briques technologiques pour la production e-CAD selon la voie

Étape	Voie RWGS-FT	Voie e-MTJ
Capture de CO ₂	TRL 7-9	
Électrolyse (production H ₂)	TRL 8-9	
RWGS	TRL 7	
Synthèse Fischer-Tropsch	TRL 9	
Synthèse du méthanol		TRL 8
Transformation méthanol/oléfines		TRL 9
Oligomérisation		TRL 5-7
Raffinage	TRL 9	

Source : Mission d'après projet Skypower.

L'intégration dans la chaîne de production reste moins mûre, même si le rapport du projet Skypower évalue à 7 le niveau minimal de TRL des chainons entre les étapes du procédé RWGS-FT (5 pour la voie e-MTJ). Dans ce cadre, des modalités de fonctionnement non prévues sur une étape (par exemple le procédé RWGS) peuvent causer des risques sur des étapes en aval, pourtant mûres technologiquement.

Au-delà des risques technologiques, le procédé peut être soumis à des défauts d'approvisionnement de certains intrants. En particulier, l'approvisionnement en CO₂ revêt des incertitudes, du fait du petit nombre de sources pour un projet, certains projets étant même conçu avec une seule source.

La construction est également porteuse de risques. La mission a notamment identifié les enjeux suivants :

- ♦ étant donné le montant des dépenses d'investissement, des délais supplémentaires de construction et de mise en service non prévues peuvent générer des surcoûts importants, dans la mesure où les montants de capital immobilisé seront élevés. Les projets rencontrés par la mission visent des délais de construction de 24 à 36 mois. Or ces délais présentent un niveau d'incertitude élevé, en particulier pour des équipements prototypes ;
- ♦ des risques de pénuries de main-d'œuvre sur des métiers spécifiques pour la construction sont possibles, du fait de la désindustrialisation progressive en France qui a rendu rares certaines compétences (soudeurs, par exemple) ;
- ♦ certains projets sont en outre tributaires d'autres infrastructures : le projet Take Kair de Hynamics dépend notamment pour son approvisionnement de la mise en service d'un pipeline de transport de CO₂ (le projet GoCO₂, porté par Natran), alors même que Take Kair ne représentera qu'une faible part des débouchés pour ce projet. Ainsi, même si des alternatives d'approvisionnement ont été identifiées, des retards sur GoCO₂ pourrait se répercuter sur la mise en service de Take Kair.

Les porteurs de projet rencontrés par la mission mettent en place des mesures pour maîtriser les risques technologiques, qui incluent notamment :

- ♦ des contrats de licence avec les fournisseurs de technologies, qui fixent des garanties sur la performance des briques technologiques livrées, avec des couvertures ;
- ♦ des contrats avec les constructeurs incluant des couvertures sur des surcoûts ou des délais de livraison de l'usine ;
- ♦ des contrats d'opération, permettant notamment de couvrir les risques sur la phase de mise en service et sur l'approvisionnement des intrants.

Ces contrats, courants pour les projets dans le secteur de l'énergie, permettent de couvrir les risques industriels, à la fois sur les phases de construction et d'opération. Dans le cas de projets « tête de serie » (« *first-of-a-kind* »), ceux-ci peuvent être plus couteux et/ou faire l'objet de clauses spécifiques. Toutefois, les porteurs de projet rencontrés par la mission se sont montrés confiants dans leur capacité à obtenir des couvertures suffisantes sur ces différents risques.

3.1.3. Les risques de marchés sont principalement perçus sur les débouchés : les compagnies aériennes restent hésitantes à contractualiser sur le long terme

Les risques de marché et de prix incluent des risques sur la phase amont et sur la phase aval. **Les risques de marché sur la chaîne amont apparaissent limités.** Le nombre d'intrants dans les procédés industriels est faible (trois intrants : eau, CO₂ et électricité) et les projets rencontrés par la mission ont cherché à sécuriser les volumes et les prix de l'électricité et de CO₂ par des contrats de long terme, encadrant les évolutions des prix, et des options alternatives en cas de défaut d'un fournisseur. Des incertitudes peuvent néanmoins subsister sur l'approvisionnement en CO₂ biogénique, dans la mesure où ce marché n'est pas structuré et où les approvisionnements se font de gré à gré pour les premiers projets.

En revanche, des incertitudes persistent sur les débouchés, selon les entretiens menés par la mission. Le règlement ReFuelEU garantit, en théorie, l'existence d'une demande pour les carburants de synthèse. C'est même la seule injonction à la création d'une production et d'un marché. Cependant, l'addition des risques susmentionnés se double d'une clause de revoyure du règlement en 2027. L'article 17 prévoit en effet la remise d'un rapport par la Commission au Parlement européen et au Conseil le 1^{er} janvier 2027, puis tous les quatre ans. Le même article précise que « *le rapport examine s'il y a lieu de modifier le présent règlement et, le cas échéant, quelles modifications devraient être envisagées* », et « *la Commission évalue les mesures possibles pour optimiser la composition des carburants d'aviation* ». La remise d'un tel rapport en janvier 2027 pourrait donc conduire à des évolutions du règlement, dont l'adoption nécessiterait cependant un délai d'un voire deux ans.

L'existence même de cette clause induit une incertitude majeure, celle d'une possible révision des objectifs et du calendrier, et donc du volume de demande pour ces carburants, ou, *a minima*, du fait que la réglementation pourrait ne pas être stabilisée avant 2029.

Par ailleurs, l'achat de carburants par les compagnies aériennes se fait à court terme. Le kérosène est une commodité qui s'échange sur un marché « *spot* », qui connaît des variations de prix importantes (cf. 1.2.4 et 4.1). Les modalités d'achat de carburants par les compagnies aériennes incluent :

- ◆ des contrats-cadres, établis sans limitation de durée avec des fournisseurs, qui précisent les conditions générales d'achat, mais sans engagement sur des volumes ou des prix ;
- ◆ des « *location contracts* », qui sont des contrats avec des prix, qui sont établis suite à des appels d'offre. Ces contrats sont signés sur des durées d'un an en règle générale, et de deux ans dans des cas plus rares ;
- ◆ des mécanismes de couverture, permettant de donner de la visibilité financière sur ce poste de coût par rapport à la variabilité de la commodité. La couverture reste un outil de court terme, sur des durées de l'ordre de deux ans, et généralement partielle.

Or, les porteurs de projet ont besoin de contrats d'achats sur un horizon de douze à quinze ans, avec des engagements de volumes et de prix. Ces contrats, dits d'« *offtake* », garantissent en effet les revenus pour le projet et sont indispensables à l'obtention d'une FID. Selon la durée de retour sur investissement anticipée, les financeurs souhaitent en effet avoir des garanties sur les revenus générés par le projet sur des durées de dix à quinze ans à partir de la mise en service du projet, soit une période de douze à dix-huit ans en comptant les délais de construction.

Annexe II

Pour les bioCAD, les compagnies aériennes se sont engagées sur des contrats de long terme. En ce qui concerne le groupe Air France-KLM, par exemple, à la fin 2025, celui-ci a signé quatre contrats d'approvisionnement en bioCAD, dont le plus long terme emporte des engagements jusqu'en 2043 (cf. tableau 8).

Tableau 8 : Contrats d'approvisionnement en bioCAD conclus par le groupe Air France - KLM

Entreprise	Volume	Durée
Neste	0,4 Mt	Jusqu'en 2030
DG Fuels	0,6 Mt	2027 - 2036
SkyNRG	1 Mt	2028 - 2043
TotalEnergies	1,5 Mt	Jusqu'en 2035

Source : Air France KLM, États financiers consolidés 2025.

À la date de rédaction de ce rapport, les signatures de contrats d'offtake pour des e-CAD restent rares et à petite échelle, même si des compagnies aériennes accompagnent les phases amont des projets et formalisent leur intérêt pour l'acquisition future de leur production (cf. encadré 1).

Encadré 1 : Exemples d'engagements de compagnies aériennes auprès de producteurs de carburants de synthèse

En février 2024, le groupe International Airlines Groupe (IAG) a annoncé un contrat avec l'entreprise américaine Twelve, qui construit actuellement une unité de production pilote dans l'état de Washington, aux États-Unis, pour l'achat de 785 kt de e-CAD sur quatorze ans. La compagnie United Airlines a également investi dans cette entreprise.

En 2025, l'entreprise Infinium a obtenu une FID pour son projet « Roadrunner » au Texas, qui vise la production de 23 kt/an de e-CAD. Cette FID a notamment été permis par un contrat signé avec IAG en novembre 2024, pour des achats sur dix ans de 7,5 kt/an. Le carburant acheté aura vocation à alimenter le marché au Royaume-Uni.

À moindre échelle, la compagnie SWISS (filiale du groupe Lufthansa) intègre depuis 2025 dans sa flotte la production de l'entreprise Synhelion, qui opère une unité pilote de production de e-CAD intégrant une usine solaire en Allemagne. Synhelion envisage désormais un passage à l'échelle, en lien avec SWISS.

En France, Air France KLM a signé en 2023 un partenariat avec Engie pour participer aux études de faisabilité du projet France KerEAUZen localisé sur le port du Havre. Le groupe s'est également positionné comme acquéreur principal de la production du projet Take Kair d'Hynamics. Ces deux engagements n'ont cependant pas pris la forme, à la date de la mission, de contrats fermes d'achat.

Source : Mission d'après communiqués de presse des compagnies aériennes et des porteurs de projet.

Les freins à la signature de tels contrats relèvent de plusieurs risques identifiés par les compagnies aériennes :

- ♦ le risque d'acheter des e-CAD à un producteur à des prix qui seraient moins compétitif que ceux d'autres producteurs, du fait d'un marché en construction (asymétries d'information) ;
- ♦ le risque de s'engager pendant une longue période (2030-2040) sur des prix plus élevés que ceux de projets « de deuxième génération », qui émergeraient en 2035 par exemple, présentant des prix plus bas du fait d'effet d'apprentissage ;
- ♦ le risque de volume, notamment car le trafic aérien peut connaître des fluctuations en fonction de chocs internationaux. Le trafic mondial a ainsi connu une baisse de 60 % entre 2019 et 2020 avec la crise du Covid-19²⁹ ;

²⁹ En nombre de voyageurs transportés. Source : OACI.

Annexe II

- ◆ le risque réglementaire, en particulier si les obligations d'incorporation de ReFuel EU sont revues à la baisse (dans le cadre de la clause de revoyure de 2027 en particulier).

La réalisation de tout ou partie de ces risques induirait une perte de compétitivité voire le défaut de rentabilité d'une compagnie aérienne, dont l'activité s'inscrit dans un environnement hyperconcurrentiel synonyme de marges réduites (cf. 4.1.2).

Certaines actions peuvent cependant permettre de réduire ces risques, en particulier **la diversification des contrats auprès de différents partenaires**. Le groupe IAG apparaît en pointe : celui-ci annonce sur son site Internet seize partenariats avec des producteurs de CAD, dont deux avec des producteurs futurs d'e-CAD. Les autres partenariats incluent un panorama large de technologies : huit relèvent de la technologie HEFA, trois de l'*Alcohol-to-Jet*, un de gazéification-Fischer-Tropsch, un de la production de bioéthanol avancé, et un du traitement de l'huile de pyrolyse de pneus³⁰. La diversité de partenaires et un éventail de technologies de production permet de réduire l'exposition aux risques associés à chaque projet individuellement.

En outre, **l'apparition d'intermédiaires agissant comme agrégateurs d'offre et de demande permettraient de mutualiser les risques et de lisser les variations de coûts entre projets et au cours du temps**. Certaines entreprises ambitionnent de se positionner sur ce marché, comme l'entreprise ATOBA, qui a annoncé avoir signé des *memorandums of understanding* avec des producteurs ([...]) et des acheteurs potentiels ([...]). La signature de contrats d'approvisionnement et d'achats dépendra cependant de l'obtention de financements par ATOBA. Outre cette entreprise, d'autres acteurs mèneraient, à la date de la mission, des études en vue de se positionner sur ce marché. Toutefois, un tel positionnement nécessite une structure financière particulière permettant d'avoir des capacités d'investissement importantes, et de supporter le risque de défaut de fourniture et d'achat, en amont comme en aval.

La signature de contrats d'*offtake* à l'échelle représente un enjeu important pour les porteurs de projet d'e-CAD à la date de rédaction de ce rapport. Cette difficulté n'apparaît cependant pas comme un frein structurel pour le développement de la filière à terme, dans la mesure où les obligations garantiront une demande et permettront l'existence d'un marché, avec des stratégies spécifiques d'approvisionnement par les compagnies aériennes et/ou l'apparition d'intermédiaires de marché. **L'enjeu est donc l'amorçage et la structuration du marché : en l'absence d'un marché structuré, les financeurs exigent des garanties d'achats de long terme via des contrats d'*offtake*, que les premiers projets d'e-CAD ne parviennent pas à obtenir.**

³⁰ Source : site Internet d'IAG, page « *Sustainable Aviation Fuels* », consultée le 19 février 2026.

3.2. L'obtention des FID nécessitera avant tout d'avoir de la visibilité sur le cadre réglementaire et son application en pratique

3.2.1. Les compagnies pétrolières n'ayant pas investi dans cette filière, les projets d'e-CAD reposent sur du financement de projet

La mission constate que les acteurs traditionnels du marché des produits pétroliers ne se sont que peu positionnés sur le financement de projets d'e-CAD. L'absence d'initiatives de la part des compagnies pétrolières interroge dans la mesure où les obligations prévues par le règlement ReFuelEU pèsent en théorie sur les compagnies pétrolières, et où celles-ci ont à l'inverse investi le marché des bioCAD produits à partir d'huiles ou de graisses usagées (voie HEFA ou *coprocessing*). Plusieurs éléments peuvent expliquer cette attitude attentiste, voire sceptique³¹ :

- ◆ les filières HEFA et de *coprocessing* reposent sur des technologies issues du raffinage pétrochimique, maîtrisées par les compagnies pétrolières, tandis que la production d'e-CAD repose sur des technologies relevant de champs différents ;
- ◆ la production en *coprocessing* s'intègre dans des chaînes de raffinage déjà existante et la production de HEFA peut réutiliser des infrastructures de raffinerie. À l'inverse, la production d'e-CAD ne peut pas se faire des raffineries existantes et nécessite des investissements nouveaux ;
- ◆ l'essor d'une filière e-CAD menacerait une partie de l'activité sur laquelle sont positionnées ces compagnies, avec un risque d'actifs échoués.

Les compagnies pétrolières peuvent financer des projets avec du financement en capitaux propres dit « *corporate* », mobilisant directement leur trésorerie ou des emprunts adossés à l'entreprise³², mais ceux-ci n'investissent pas le marché des e-CAD.

En conséquence, les projets d'e-CAD reposeront sur du financement de projet, auprès de fonds d'investissement spécialisés et de banques. Même les projets rattachés à des entreprises de taille importante (Take Kair, porté par une filiale d'EDF, ou France KerEAUZen, porté par Engie) financeront leurs investissements auprès de partenaires externes, en financement de projet.

Les projets d'e-CAD présentent un risque fort et, dès lors, **leur financement impliquera une part élevée de capitaux propres.** Pour les projets d'infrastructure (énergie, transport), le recours à la dette peut représenter jusqu'à 90 % du financement mais, dans le cas des projets de production d'e-CAD, la dette ne devrait représenter que 60 à 75 % du montant d'investissement³³. Le financement par capitaux propres représentera une part plus importante que sur des projets moins risqués : de l'ordre de 25 à 40 % du financement. L'engagement des acteurs du financement en *equity* est une étape primordiale, permettant ensuite d'entraîner la levée de financements bancaires.

Enfin, la participation de banques publiques serait un facteur de crédibilité donnée aux projets de e-CAD. La Banque publique d'investissement (BPI) peut notamment participer *via* la garantie des projets stratégiques (GPS), de même que la Banque européenne d'investissement (BEI), *via* des subventions ou des prêts (*cf.* annexe IV).

³¹ En janvier 2026, le président-directeur général du groupe TotalEnergies a ainsi, par exemple, exprimé son scepticisme quant au maintien des obligations de ReFuelEU, lors du Forum économique mondial à Davos, Suisse.

³² C'est notamment le mode de financement du projet de production de biocarburants pour l'aviation sur le site de la Mède, sur lequel TotalEnergies a investi directement. Cet investissement s'inscrit cependant dans une logique de requalification d'une raffinerie existante.

³³ Source : entretiens menés par la mission.

Accessoirement, la production de bioCAD avancés risque de se heurter à des difficultés de financement similaires à celles de e-CAD. Contrairement aux bioCAD de la voie HEFA, ces voies de production relèvent de technologies éloignées du raffinage, et les compagnies pétrolières sont donc également réticentes à les investir. Par rapport aux e-CAD, les bioCAD avancés auront néanmoins l'avantage d'être moins coûteux, mais leur financement nécessitera également des garanties sur les débouchés.

3.2.2. Étant donné le calendrier et les risques, il est probable qu'aucune FID ne soit prise avant la clause de revoyure de ReFuelEU en 2027 pour les projets en France

De manière générale, les financeurs ne peuvent s'engager que si les projets ont signé :

- ♦ des contrats d'approvisionnement pour les intrants, avec des prix stables ;
- ♦ des contrats d'*offtake* pour les débouchés, avec des engagements de prix et de volumes ;
- ♦ des contrats pour la construction.

À ce stade, **aucun projet en France n'est au stade de pouvoir transmettre un dossier complet à un financeur** (fonds d'investissement, banque). Les porteurs de projet, au moment où ils ont été rencontrés par la mission, étaient en phase d'étude d'avant-projet détaillée et d'établissement de ces différents contrats. À partir du moment où les études sont finalisées et les contrats sont signés, les financeurs (fonds, banques) réalisent une contre-expertise du projet, qui peut prendre jusqu'à six mois. Puis, le projet est formellement présenté auprès des financeurs pour prise de décision. Le processus de décision pour les financeurs peut prendre entre six et dix-huit mois. Dans le cas des projets de e-CAD, la mobilisation de multiples financeurs est envisagée, ce qui peut rallonger d'autant les négociations sur le « tour de table » financier.

La mission constate que les acteurs financiers sont intéressés par les projets d'e-CAD. Plusieurs acteurs suivent et accompagnent des projets depuis des phases amont d'études d'avant-projet, et certains ont financé des dépenses de développement. Ces acteurs identifient cependant plusieurs facteurs de risques en vue de la FID, qui pourraient conduire à une forme d'attentisme dans les prochains mois :

- ♦ la demande est en théorie garantie par le règlement ReFuelEU mais la clause de revoyure de 2027 est un facteur d'incertitude. En outre, la signature de contrats d'*offtake* reste requise ;
- ♦ le montant élevé des investissements couplé au niveau de risque perçu sortent du cadre habituel des financeurs de ce type de projet : le niveau de risque s'apparente en effet au financement en capital risque (*venture capital*), mais les durées de retour sur investissement sont celles du financement d'infrastructures ;
- ♦ la technologie est émergente et les projets sont « *first-of-a-kind* ». Les études approfondies sont encore attendues pour préciser des facteurs de performance et des postes de coûts, mais une incertitude résiduelle existera sur le rendement ;
- ♦ selon les projets, des incertitudes spécifiques liés à l'approvisionnement de certains intrants (électricité ou CO₂) doivent encore être clarifiées.

Étant donné le calendrier et le niveau de risque perçu des projets, il est probable que peu d'acteurs financiers ne s'engagent sur une décision d'investissement avant la clause de revoyure de ReFuelEU de 2027. Cette clause de revoyure conduit en outre à l'attentisme des compagnies aériennes pour la signature de contrats d'*offtake*.

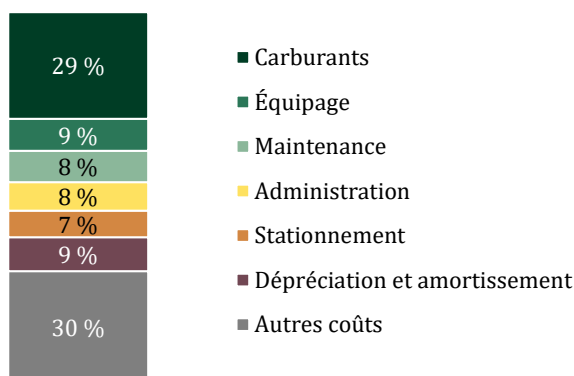
4. Du point de vue des compagnies aériennes européennes, ReFuelEU induira un surcoût et des pertes potentielles de trafic, et son application doit reposer sur des amendes crédibles

4.1. Du fait de leurs faibles marges, les compagnies aériennes devraient répercuter le surcoût lié à l'incorporation de carburants de synthèse sur le prix des billets

4.1.1. Le carburant représente environ 30 % des coûts d'une compagnie aérienne et devrait rester le principal poste de coût malgré l'amélioration de la performance des avions

En moyenne, au niveau mondial, les dépenses de carburants représentent environ 30 % des coûts d'une compagnie aérienne. D'après l'International Air Transport Association (IATA), les trois principaux postes de coût pour une compagnie aérienne sont les carburants, la dépréciation et l'amortissement de leurs actifs et les salaires et frais liés à l'équipage. Les carburants représentent de loin le poste principal avec 29 % des coûts en 2022 (cf. graphique 14).

Graphique 14 : Postes de coûts d'une compagnie aérienne en 2022

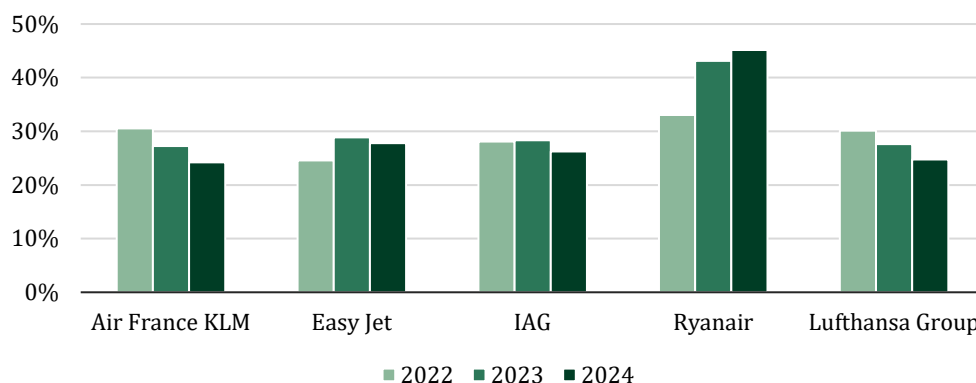


Source : IATA, 2024, d'après données du World Air Transport Statistics (WATS) pour 2022.

Ce poids du carburant dans les coûts d'une compagnie se retrouve également dans l'analyse des comptes de résultats de compagnies aériennes entre 2022 et 2024 (cf. graphique 15, seuls les dépenses d'opération ont été pris en compte). Le poids du carburant dans les coûts varie selon le modèle économique de la compagnie aérienne, pesant notamment plus lourd dans le modèle d'une compagnie aérienne *low cost* comme Ryanair. L'IATA souligne également qu'elle varie selon la région du monde, avec une moyenne légèrement supérieure à 30 % en Europe³⁴.

³⁴ Source : IATA, « Unveiling the biggest airline costs », juin 2024.

Graphique 15 : Part des dépenses de carburants dans les dépenses d'exploitation d'un échantillon de compagnies aérienne



Source : Mission d'après rapports annuels 2023 et 2024 des entreprises.

Le carburant représente un poids qui reste important dans les coûts des compagnies et devrait le rester malgré **des gains significatifs en termes d'efficacité énergétique des avions**. Ces gains sont notamment dus aux nouvelles générations de moteurs, au poids des composants des avions, à la diffusion de ces améliorations à travers le renouvellement des flottes mais également à la gestion de la charge utile et du remplissage des avions. Entre 1990 et 2023, l'efficacité énergétique des avions en opération par rapport au revenu-passager-kilomètre (RPK) s'est ainsi amélioré de 53 % au niveau mondial, d'après l'analyse récurrente menée par l'*Air Transport Action Group*³⁵. D'après l'AIE, entre 2010 et 2019, l'efficacité énergétique moyenne par RPK s'est améliorée de plus de 2,5 % par an. D'après l'IATA, entre 2023 et 2024, les émissions par RPK ont diminué de 3,7 %, du fait notamment d'une hausse de la charge utile. L'efficacité ramenée à la capacité disponible (hors effet du remplissage) s'est améliorée de 1,6 %³⁶. En France, entre 2000 et 2024, les émissions unitaires ont diminué de 36 %, soit une décroissance moyenne de 1,7 % par an³⁷.

³⁵ Source : ATAG, « *Tracking Aviation Efficiency* », *Fact-sheet*, octobre 2024. L'efficacité énergétique par revenu-tonnes-kilomètre, par construction, prend en compte l'efficacité des avions mais également l'effet du taux de remplissage.

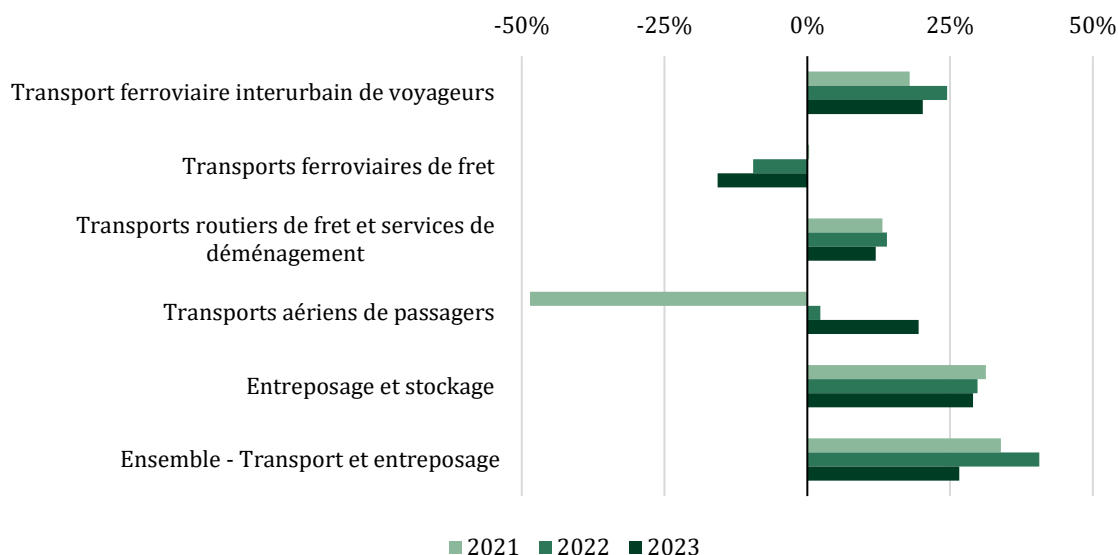
³⁶ Source : IATA, « *2024 Aviation Emissions: Efficiency Gains vs. Rising Totals* », novembre 2025.

³⁷ Source : DGAC, « Les émissions gazeuses liées au trafic aérien en France en 2024 », 2025.

4.1.2. Le transport aérien de passagers est une activité à faible marge, ce qui implique une répercussion des surcoûts sur le prix des billets d'avion

L'activité des compagnies aériennes est une activité qui a été fortement pénalisée par le Covid, mais dont les marges ont augmenté depuis. En 2021, le taux de marge post-COVID selon l'Insee³⁸ du secteur du transport aérien de passagers était de -49 %. En 2023, le secteur affiche un taux de marge positif de 19 %, soit un taux comparable à ceux d'autres secteurs de transport de passagers (cf. graphique 16). Au niveau mondial, une note de l'IATA montre que les compagnies aériennes occupent le segment de la chaîne de valeur du transport aérien avec les marges les plus faibles (5,7 % en moyenne, contre par exemple 6,6 % pour les aéroports, 13,4 % pour les services au sol, ou 18 % pour les constructeurs), notamment du fait de l'environnement « hypercompétitif » dans lequel les compagnies opèrent³⁹. En théorie, une activité ayant structurellement de faibles marges ne pourra donc pas compenser une hausse sur un poste de coûts par une compression de la marge ou par des baisses sur d'autres postes de coûts⁴⁰.

Graphique 16 : Taux de marge (EBE/VA) des entreprises selon le secteur d'activité



Source : Mission d'après Insee, ESANE.

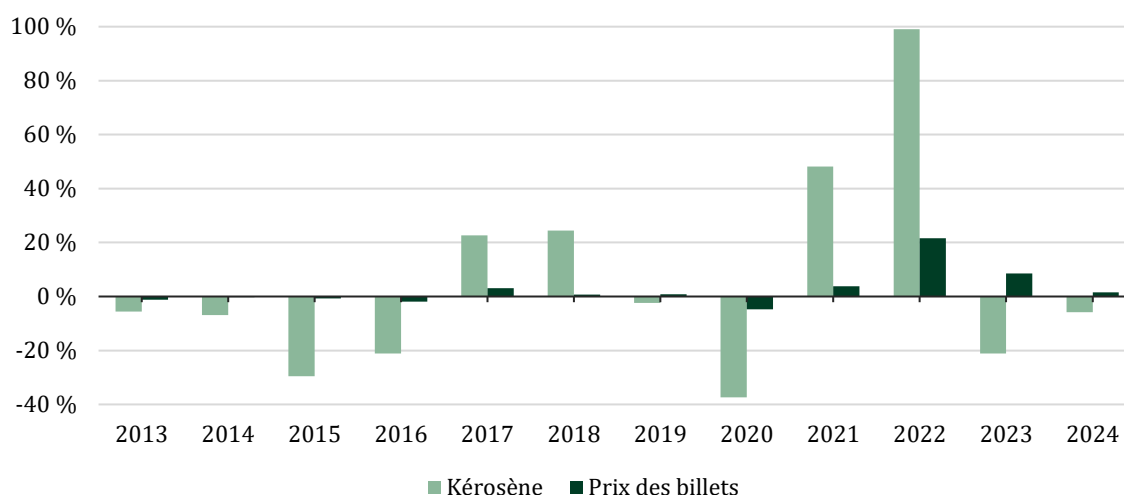
³⁸ L'Insee calcule traditionnellement le taux de marge comme le ratio entre l'excédent brut d'exploitation (EBE) et la valeur ajoutée (VA) dans le secteur.

³⁹ IATA, « *Outsized market power in parts of the aviation value chain* », juillet 2022. L'analyse de cette note porte sur les années 2012-2019, soit avant la crise du Covid-19.

⁴⁰ Les marges sont cependant variables selon les compagnies, les compagnies *low cost* réalisant en moyenne des marges unitaires plus importantes que les compagnies historiques. Voir notamment Chiambaretto, P. et Combe, E. (2023), « *Business model hybridization but heterogeneous economic performance: Insights from low-cost and legacy carriers in Europe* », Transport Policy.

Dès lors que leurs marges sont faibles, une hausse du coût du carburant pour les compagnies aériennes se répercutera sur les prix de vente des billets d'avion. La comparaison des variations annuelles des prix du carburant et des prix des billets montre en effet un lien entre le prix du carburant et le prix des billets en France. Ainsi, en 2022, lorsque le prix du kérosène jet à l'import a doublé par rapport à l'année précédente (+ 99 %), l'indice du prix des billets a augmenté de 22 %, une partie de la hausse se répercutant sur l'année suivante (+ 9 % en 2023, alors que le prix du kérosène diminuait de 21 %). Sur les années précédant le Covid-19, la relation est moins marquée, les prix n'ayant par exemple augmenté que de 0,7 % entre 2017 et 2018 alors que le kérosène augmentait de 24 % (cf. graphique 17).

Graphique 17 : Évolutions annuels du prix du kérosène à l'importation et de l'indice de prix des billets d'avion (ensemble départ France)



Note : pas d'indice de prix des billets d'avion disponible avant 2017. *Source* : Mission d'après SDES/DGDDI et DGAC.

Ainsi, une hausse des coûts du carburant pour les compagnies aériennes du fait de l'obligation d'incorporation d'un carburant plus cher se répercutera intégralement sur les prix de vente des billets. Ainsi, sur la base des éléments présentés *supra*, la mission retient dans ses simulations une part du carburant de 25 % en 2025, qui signifie qu'une augmentation du prix du carburant de 1 % se traduit par une hausse des prix des billets de 0,25 %.

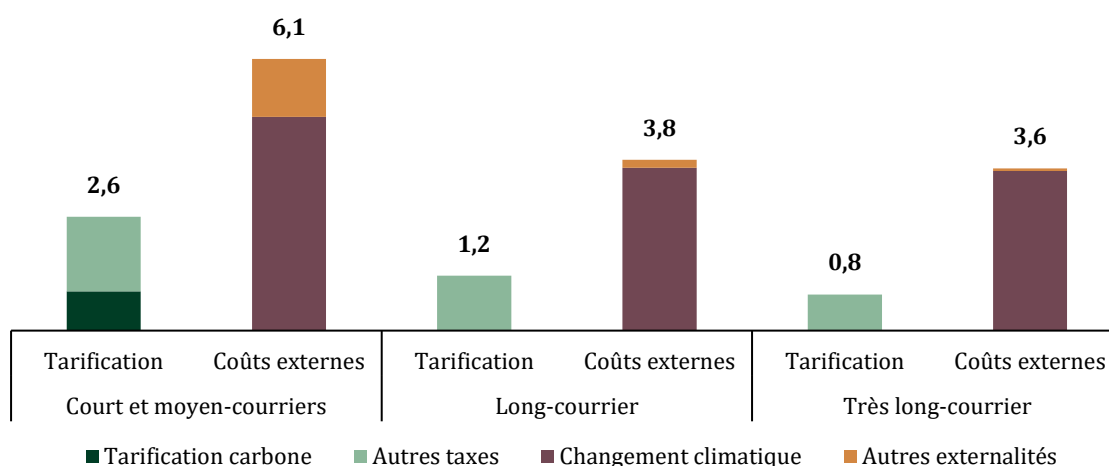
4.1.3. Le règlement ETS et les obligations ReFuelEU induiront un surcoût par passager-kilomètre, dans un contexte où le transport aérien ne paye pas l'intégralité des coûts externes qu'il génère

Le transport aérien ne fait pas l'objet d'une tarification marginale couvrant l'intégralité des externalités négatives qu'il génère.

Annexe II

Une note de la direction générale du Trésor⁴¹ estime que **le trafic aérien couvre 34 % des coûts externes qu'il génère en 2025**. Un passager.kilomètre au départ de la France génère en moyenne 3,9 c€ de coût externe en 2025, principalement du fait des émissions de CO₂ et des traînées de condensation⁴². Le trafic aérien fait l'objet de diverses taxes et contributions⁴³ mais, en 2025, cette tarification marginale représente cependant 1,5 c€/passager.km, soit une couverture de 34 % des coûts externes. Par rapport à l'ensemble des vols, les vols intérieurs et intra-UE génèrent plus de coûts externes (6,0 c€/pkm), mais font l'objet d'une tarification plus importante (2,5 c€/pkm, notamment du fait de l'ETS), ce qui implique leur tarification couvre une part relativement plus importante de 42 % des externalités (cf. Graphique 18).

Graphique 18 : Tarification marginale du trafic aérien et estimation des coûts externes en 2025 (en c€₂₀₂₅/passager.km)



Source : Direction générale du Trésor.

En 2035, cette sous-tarification devrait perdurer. La mission a projeté à cette échéance les modélisations de la DG Trésor en prenant en compte :

- ♦ la valorisation croissante des externalités climatiques, dont la valorisation passe de 256 € à 300 €/tCO₂ entre 2025 et 2030⁴⁴ ;
- ♦ la fin des quotas ETS gratuits après 2025 (hors allocations au titre des CAD), qui représentaient encore 20 % des quotas en 2025⁴⁵. En outre, la mission fait l'hypothèse que le prix des quotas ETS augmenterait jusqu'à atteindre 80 €/t en 2030, puis 100 € en 2040 puis stagnerait jusqu'en 2050⁴⁶ ;

⁴¹ DG Trésor, "Tarification et fiscalité du transport aérien", Trésor-Eco, juillet 2025.

⁴² L'impact de l'aviation sur le changement climatique, via les effets des émissions de gaz à effet de serre et des traînées de condensation, représente 84 % des coûts externes du trafic aérien au départ de la France dans les estimations de la DG Trésor, et jusqu'à 99 % pour les vols très long-courriers. Les effets « non CO₂ » (traînées de condensation) représentent une part importante de ces impacts (41 % de l'impact sur le changement climatique). La métrique utilisée par la DG Trésor pour mesurer ces impacts est celle utilisée dans le cadre des Accords de Paris, mais ces effets font toujours débat dans la communauté scientifique.

⁴³ L'analyse prend en compte le marché carbone ETS, le programme de compensation CORSIA, le tarif de solidarité de la taxe sur le transport aérien de passagers, le tarif de l'aviation civile, la taxe sur les nuisances sonores aériennes et la taxe sur l'exploitation des infrastructures de transport longue distance.

⁴⁴ France Stratégie, « La nouvelle trajectoire de la valeur de l'action pour le climat », mars 2025.

⁴⁵ IATA, « The benefit of the EU ETS SAF allowances is limited », août 2025.

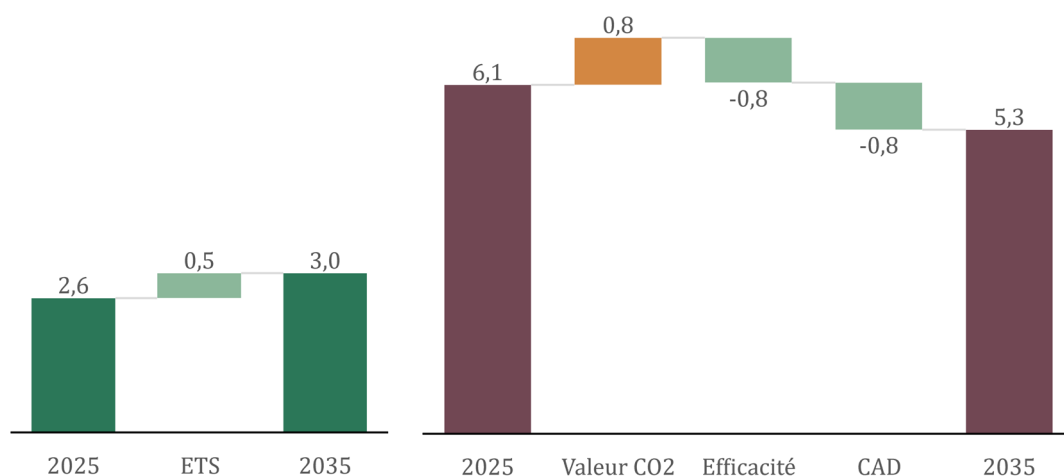
⁴⁶ Pour les simulations ultérieures, la mission retient deux scénarios pour le prix des quotas ETS : le scénario haut prévoit une augmentation jusqu'à atteindre 100 €/t en 2040 puis stagne jusqu'en 2050, tandis que le scénario bas prévoit une trajectoire constante à 70 €/t jusqu'en 2050, cf. 1.2.4.

Annexe II

- ♦ des gains d'efficacité des moteurs de 1,5 % par an en termes de consommation de carburant et d'émissions de GES par passager.km.

À partir de ces hypothèses, la mission estime que la tarification marginale du trafic aérien devrait rester inférieure aux coûts externes générés par le trafic aérien en 2035, même en comptant une diminution des coûts externes de 29 % entre 2025 et 2035 par l'effet combiné de l'amélioration de l'efficacité énergétique des vols et par l'introduction des CAD. L'écart entre la tarification marginale et les coûts externes serait de 2,3 c€/passager.km pour les vols court et moyen-courriers (*cf.* Graphique 19). Elle serait en outre de l'ordre de 2,0 c€ pour les vols moyen-courriers et 2,2 c€ pour les vols long-courriers.

Graphique 19 : Évolution de la tarification marginale (à gauche) et des coûts externes (à droite) entre 2025 et 2035 pour les vols court et moyen-courriers (en c€₂₀₂₅/passager.km)



Source : Mission d'après estimations 2025 de la DG Trésor.

Le règlement ReFuelEU impliquera un surcoût qui peut être assimilé à une « tarification implicite », que la mission a évalué, à partir des hypothèses suivantes :

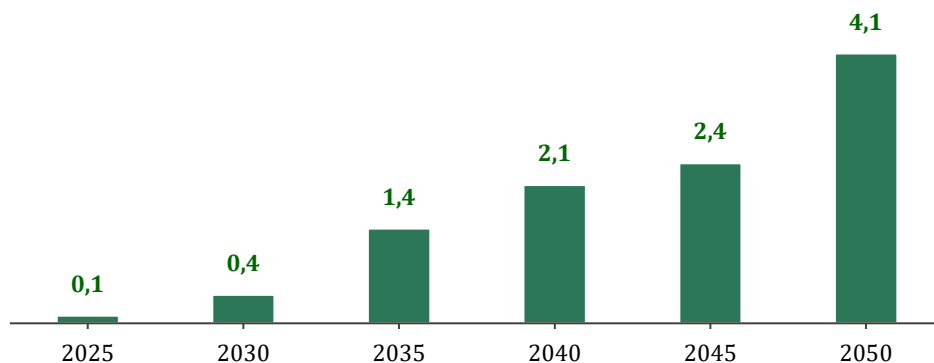
- ♦ la consommation des avions est de 0,023 kg de carburant par passager.km en 2025 et diminue ensuite de 1,5 % par an jusqu'en 2050 (*cf. supra*) ;
- ♦ le kérosène fossile émet 3,84 tCO_{2e}⁴⁷ par tonne consommée. Les bioCAD possèdent un contenu carbone diminué de 70 %, et les e-CAD de 80 % (*cf. annexe III*) ;
- ♦ les hypothèses de prix sur les bioCAD sont présentées dans le tableau 10 *infra*.

Sur la base de ces hypothèses, la mission estime que le surcoût induit par ReFuelEU sera de 0,4 c€/pkm en 2030, 1,4 c€/pkm en 2035, et jusqu'à 3,8 c€/pkm en 2050 dans son scénario haut (1,0 c€ en 2035 et 2,5 c€ en 2050 dans le scénario bas), comme le montre le graphique 20.

⁴⁷ Le kérosène émet 3,16 tCO_{2e}/t à la combustion mais 3,84 tCO_{2e}/t sur son cycle de vie (Source : feuille de route p99)

Annexe II

Graphique 20 : Surcoûts moyens du règlement ReFuelEU pour les vols intérieurs et intra-UE dans le scénario haut de la mission (en c€/passager.km)



Source : Modélisations mission.

Au total, **le surcoût lié à ReFuelEU ne compenserait pas l'écart entre la tarification marginale du transport aérien et ses coûts externes jusqu'en 2035 au moins, sauf renforcement de la fiscalité applicable entre temps**. En effet, même en prenant en compte le renforcement de l'ETS et les progrès environnementaux du secteur, l'écart entre les coûts externes et la tarification resterait de 2,3 c€/pkm sur les vols intérieurs et intra-UE, soit un écart supérieur au surcoût lié à ReFuelEU en 2035 dans le scénario haut de la mission.

4.2. ReFuelEU pourrait induire une perte de trafic en Europe et favoriser la concurrence de compagnies extra-européennes proposant des vols long-courriers avec escale

4.2.1. Les surcoûts liés à ReFuelEU pourraient induire une baisse du trafic européen compris entre - 4 et - 25 % pour le trafic intra-européen, et entre - 3 et - 17 % pour le trafic direct long-courrier

L'élasticité-prix du transport aérien est négative, ce qui traduit le fait qu'une hausse des prix se traduit par une baisse de la demande. Un rapport établi pour le compte de l'IATA en 2007 montre que l'élasticité-prix est plus forte pour les liaisons de court et moyen-courrier (intra-européenne) que pour le long courrier, avec une valeur comprise entre - 1,23 et - 0,54 pour les vols concernant l'Europe⁴⁸. Une note thématique de la DGAC met en avant des élasticités de - 0,7 à - 0,6, estimées à partir d'une modélisation interne⁴⁹. Sur la base des données de l'enquête sur la mobilité des personnes 2018-2019, le secrétariat général à la planification énergétique rapporte des élasticités-prix de - 0,9 à - 0,6, en suggérant par ailleurs que les élasticités-prix pourraient être plus faibles suite à la crise du Covid-19⁵⁰. La mission n'a cependant pas trouvé d'estimations sur des données postérieures à 2020. Le tableau 9 récapitule ces différentes estimations. De manière générale, les raisonnements par élasticité-prix présentent des limites dans le cas où les variations de prix sont importantes et inégalement réparties. Les résultats des modélisations présentent donc des marges d'incertitude élevées.

Tableau 9 : Élasticités-prix du transport aérien

Source	Périmètre	Élasticité-prix
Intervistats, 2007	Intra-Europe	[-0,84 ; -1,23]
	Transatlantique	[-0,72 ; -1,06]
	Europe-Asie	[-0,54 ; -0,79]
DGAC, 2007	Long-courrier	-0,6
	Court et moyen-courrier	-0,7
SGPE, 2024 et Feuille de route de décarbonation de l'aérien (données 2018-2019)	Transport domestique	-0,9
	Transport international	-0,6

Source : Mission d'après sources mentionnées.

Ainsi, si la hausse des prix du carburants du fait de l'incorporation de CAD se répercute sur le prix des billets, l'impact de ReFuel EU sur les volumes de passagers sera négatif. En s'appuyant sur les hypothèses mentionnées *supra*, dans un scénario « haut » et un scénario « bas », dont les hypothèses sont récapitulées dans le tableau 10.

⁴⁸ InterVISTAS, « *Estimating Air Travel Demand Elasticities - Final Report* », rapport établi pour l'IATA, décembre 2007.

⁴⁹ DGAC, « La demande de transport aérien : comment l'expliquer ? Peut-on la prévoir ? », note thématique, mars 2007.

⁵⁰ SGPE, « Décarbonation du transport aérien », septembre 2024.

Tableau 10 : Hypothèses des modélisations de la mission

	Scénario bas	Scénario haut
Coût des e-carburants et du kérosène fossile	Voir partie 1.2.4.	
Surcoût lié à l'ETS	Voir partie 4.1.3	
Coût des biocarburants	1 800 € en 2025 Baisse de 5 % tous les cinq ans	2 500 € en 2025 Baisse de 5 % tous les cinq ans
Facteur de « <i>pass through</i> » sur les prix des billets	0,25 en 2025, baisse ensuite du fait de l'amélioration de l'efficacité énergétique des avions pour atteindre 0,19 en 2050	
Élasticité-prix du trafic aérien	- 0,6	- 0,9

Source : Mission.

Les résultats des simulations sont présentés dans le tableau 11. Ceux-ci présentent des intervalles importants, qui reflètent les différents facteurs d'incertitude. Les résultats sont différenciés pour le trafic intra-européen, pour lequel s'applique le règlement ETS qui induit un surcoût sur le kérosène, et le trafic vers l'extérieur de l'UE, sans ETS dans le contrefactuel. Pour les vols vers l'extérieur de l'UE, la modélisation ne prend pas en compte les vols avec escale hors UE, qui posent des enjeux spécifiques (cf. 4.2.2). En revanche, la modélisation de l'effet sur le prix des billets d'avion s'applique à un vol aller-retour et prend en compte le fait que la réglementation ne s'applique que sur les vols au départ de l'UE (donc sur la moitié du trajet aller-retour). L'impact sur le trafic aérien prend en compte également une application sur la moitié du trajet dans ce cas.

Les modélisations de la mission suggèrent que le coût des carburants pourrait augmenter de 12 à 20 % en 2030, soit un surcoût de l'ordre de 4,6 à 7,7 Md€ pour le secteur au niveau de l'ensemble de l'UE, du fait des obligations de ReFuelEU (incluant les bioCAD). Ce surcoût total atteindrait 35 à 110 Md€ en 2050⁵¹. Pour la France, **le surcoût du carburant représenterait un montant de 0,7 à 1,1 Md€ en 2030, et 4,5 à 13,6 Md€ en 2050**⁵².

Ce surcoût des carburants, transmis au prix des billets d'avion, induirait une **diminution du trafic intra-UE comprise en - 4 % et - 23 % en 2050** (cf. graphique 21). Pour le trafic aérien de l'UE vers le reste du monde, l'impact serait une baisse de 3 à 16 %. Ces résultats ne donnent qu'un ordre de grandeur indicatif, étant donné les incertitudes inhérentes à l'exercice de modélisation.

⁵¹ L'estimation s'appuie sur la trajectoire des besoins de carburant au niveau de l'UE élaborée dans l'annexe I, qui prévoit une consommation de 48,5 Mt de carburant en 2030, et 54,7 Mt en 2050. Les montants sont calculés en euros constants (€₂₀₂₅).

⁵² Sur la base d'une hypothèse de constance des besoins en carburants à 6,9 Mt, cf. annexe I.

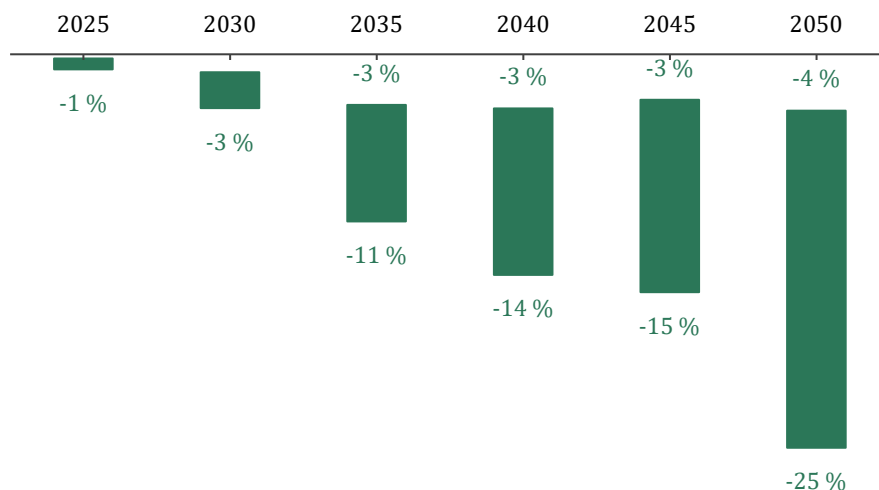
Annexe II

Tableau 11 : Résultats des modélisations de l'impact des obligations du règlement ReFuel EU

		2030	2040	2050
Obligations ReFuelEU	Part des bioCAD	5 %	24 %	35 %
	Part des e-CAD	1,2 %	10 %	35 %
Impact sur le trafic intra-UE	Surcoût carburant	[+8 % ; +14 %]	[+28 % ; +72 %]	[+34 % ; +151 %]
	Surcoût billets d'avion	[+2 % ; +3 %]	[+6 % ; +15 %]	[+6 % ; +28 %]
	Volume du trafic aérien	[-3 % ; -1 %]	[-14 % ; -4 %]	[-25 % ; -4 %]
Impact sur le trafic UE - extérieur	Surcoût carburant	[+12 % ; +21 %]	[+40 % ; +102 %]	[+48 % ; +210 %]
	Surcoût billets d'avion	[+1 % ; +2 %]	[+4 % ; +11 %]	[+4 % ; +19 %]
	Volume du trafic aérien	[-2 % ; -1 %]	[-10 % ; -2 %]	[-18 % ; -3 %]

Note : pour le trafic entre l'UE et le reste du monde, les effets présentés sont pour le trafic dans les deux sens. Or, les obligations de ReFuelEU ne s'appliqueront qu'aux vols aux départs de l'UE. L'effet sur les vols aller-retour est donc plus faible. *Source :* Mission.

Graphique 21 : Résultats de la modélisation de l'impact des obligations d'incorporation de ReFuel EU sur le trafic aérien intra-européen



Note : les surcoûts modélisés correspondent aux surcoûts liés à l'introduction de CAD et e-CAD. Le scénario contrefactuel prend en compte l'ETS pour les vols intra-européens. *Source :* Modélisations mission.

Les incorporations de ReFuelEU pourraient induire des baisses de trafics significatives à horizon 2050, du fait d'un effet prix. À l'inverse, **la décarbonation du secteur aérien peut permettre, à terme, de capter une demande actuellement réticente à prendre l'avion**, et ainsi offrir des perspectives de développement nouvelles. Une enquête réalisée en 2023 pour le compte de la DGAC montrait ainsi que 17 % des voyageurs au départ d'aéroports français disaient avoir renoncé à un trajet en avion au cours de l'année passée pour réduire leur bilan carbone⁵³. En outre, 23 % des passagers interrogés prévoyaient de réduire leurs déplacements en avion dans les années à venir. Ce mécanisme n'est pas pris en compte dans les modélisations présentées dans le tableau 11, mais pourrait partiellement modérer la baisse du trafic liée à l'effet prix à horizon 2050.

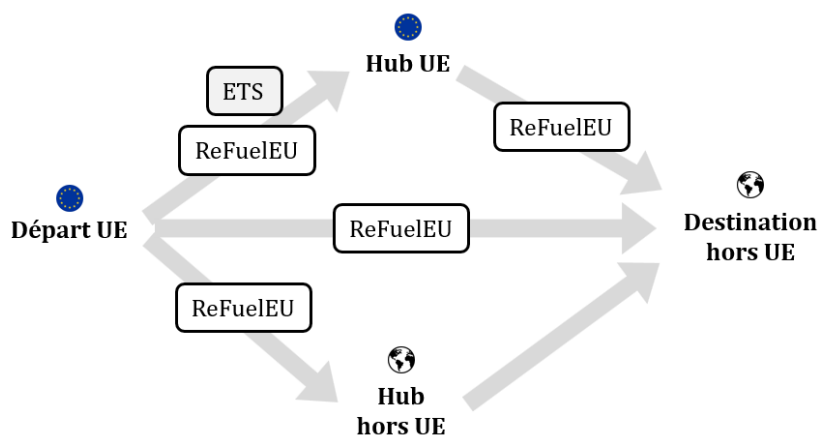
⁵³ Source : IFOP, DGAC, « Enquête nationale auprès des passagers aériens – année 2023 ». Cette proportion est d'autant plus notable que le sondage a été passé auprès de voyageurs dans des aéroports.

4.2.2. ReFuelEU pourrait rendre moins compétitif les *hubs* européens en favorisant les vols avec escale hors UE vers l'Asie, mais l'ampleur limitée de ce phénomène en termes de fuite de carbone à court terme ne remet pas en cause toute la réglementation

Pour éviter un contournement du ReFuelEU Aviation par l'optimisation des remplissages en carburant, le règlement intègre une clause dite « anti-tankering ». L'article 5 prévoit ainsi que par aéroport, les exploitants doivent remplir au moins 90 % du carburant requis pour leurs vols au départ de cet aéroport. Cette clause permet d'éviter les risques que des avions atterrissent dans l'UE avec plus de carburant que nécessaire pour les vols allers (depuis l'extérieur de l'UE), pour avoir à moins acheter de carburant dans l'UE. Cette clause permet d'éviter, en théorie, un contournement du règlement en jouant sur le remplissage des réservoirs.

Pour autant, ReFuelEU Aviation ne traite pas le risque de contournement des obligations pour les vols réalisant des escales hors de l'UE. En effet, dans le cadre d'un vol sortant avec escale, la deuxième partie du trajet ne serait pas soumise à l'obligation d'intégrer des carburants durables. L'application du règlement ReFuelEU Aviation fait ainsi peser un risque de distorsion de concurrence entre les vols long-courriers avec escale hors UE, par rapport aux vols avec escale dans l'UE ou les vols long-courriers directs. Cette potentielle distorsion s'ajoute à la distorsion créée par le fait que seuls les vols intra-européens sont soumis à l'ETS. La figure 2 illustre l'application des règlements ETS et ReFuelEU à trois trajets hypothétiques entre un aéroport de départ dans l'UE et un aéroport d'arrivée hors UE.

Figure 2 : Application des règlements environnementaux européens sur trois trajets possibles entre un départ dans l'UE et une destination hors UE



Source : Mission.

ReFuelEU contribuera à dégrader la compétitivité des vols avec escale en Europe par rapport aux escales hors Europe sur les trajets Europe-Asie notamment, mais dans une proportion réduite à horizon 2030. La DGAC a réalisé des simulations sur un vol Nice-Tokyo, selon que ce vol se fasse avec escale à Paris, Istanbul ou Dubaï. En l'absence de réglementation ETS, Corsia et ReFuelEU, le vol avec escale à Istanbul est 10 % moins cher que le vol avec escale à Paris, et il l'est de 13 % en application des règlements ETS (sur la seule portion Nice-Paris) et ReFuelEU, Corsia ayant un impact différentiel marginal dans la mesure où il s'applique sur tous les vols (cf. tableau 12)⁵⁴. En 2050, un impact croissant sur les coûts des obligations ReFuelEU, conduirait à accroître encore davantage le différentiel de compétitivité.

⁵⁴ Cette modélisation ne prend pas en compte les quotas gratuits alloués au titre de l'incorporation de CAD, ceux-ci étant quantitativement limités.

Annexe II

Tableau 12 : Impact des règlements ETS, CORSIA et ReFuelEU sur les prix d'un billet Nice-Tokyo en 2030 selon l'itinéraire

	Prix initial du billet	Écart // escale à Paris	ETS	CORSIA	ReFuelEU	Nouveau prix	Écart // escale à Paris
Nice-Tokyo via Paris	710 €		+ 7 €	+ 2 €	+ 29 €	748 €	
Nice-Tokyo via Istanbul	639 €	- 10 %	0	+ 2 €	+ 6 €	647 €	- 13 %
Nice-Tokyo via Dubaï	729 €	+ 3 %	0	+ 3 €	+ 16 €	749 €	+ 0 %

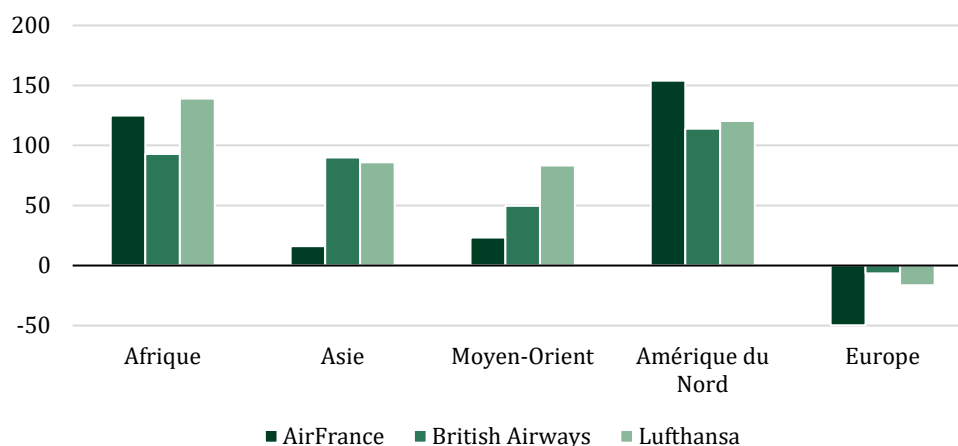
Source : DGAC.

Une analyse similaire réalisée par Deloitte pour le compte de la fédération professionnelle *Airlines4Europe* analyse un même trajet entre Nice et Tokyo, avec des résultats plus marqués. L'analyse suggère que le surcoût induit par le règlement ReFuelEU Aviation et l'ETS en 2030 conduit à ce que le trajet avec escale à Istanbul soit 15 % moins cher que le trajet avec escale à Paris, contre 9 % dans le scénario de référence sans ReFuelEU.

Ces surcoûts font peser un risque sur :

- ◆ l'attractivité des *hubs* européens pour les escales de vols avec correspondance, par rapport aux *hubs* proches de l'UE (Istanbul, Dubaï, Doha – sous réserve, pour ces deux derniers, que leur fiabilité ne soit pas durablement affectée par le conflit au Moyen-Orient déclenché fin février 2026, cf. *infra*), notamment sur les liaisons intercontinentales entre l'Asie, l'Afrique et l'Europe. Les trajets concernés sont les trajets en provenance ou à destination de l'Europe, mais également les trajets de provenance et destination externes qui pourraient pourtant y faire escale ;
- ◆ la compétitivité du modèle économique des compagnies historiques européennes, telles Air France, pour lesquelles les vols long-courriers représentent un enjeu stratégique. En effet, les vols court et moyen-courrier (internes à l'Europe) ont tendance à être déficitaires, notamment du fait de la concurrence des compagnies *low cost*, tandis que les longs courriers permettent aux compagnies historiques de dégager des marges unitaires positives (cf. graphique 22).

Graphique 22 : Profit par siège pour trois compagnies aériennes selon la destination en 2019 (en €)

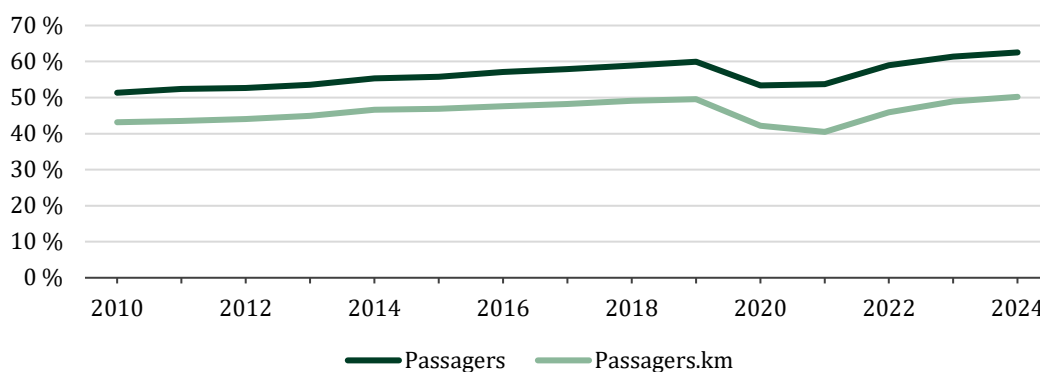


Source : Chiambareto et Combe (2023) d'après les données RDC Apex 2020.

Ces potentielles distorsions de concurrence s'inscrivent dans une dynamique préexistante défavorable aux compagnies historiques européennes, en particulier :

- ♦ le transport aérien représente un secteur avec une forte concurrence et **les compagnies européennes historiques font l'objet d'une concurrence qui s'accroît** au cours du temps. Ainsi, les parts de marché des compagnies locales ont eu tendance à diminuer, au profit de compagnies étrangères, notamment des compagnies *low cost* sur le moyen-courrier, et des compagnies de pays tiers sur le long courrier. Dans le cas de la France, la part de marché des compagnies sous pavillon étranger est passée de 51 % des passagers en 2010 à 63 % en 2024 (cf. graphique 23) ;
- ♦ **une mutation du secteur long-courrier qui a vu se développer les offres de vols avec escale.** Pour les vols au départ de la France, la part de vols internationaux réalisés sans escale est passée de 90 % en 2015 à 83 % en 2024. Pour certaines régions de destination, cette part a été diminuée de moitié : c'est le cas notamment de l'Asie & Pacifique (61 % de vols directs en 2015, contre 28 % en 2024, cf. graphique 24) ;
- ♦ **les « coûts de touchée »⁵⁵ sont plus élevés dans les grands aéroports européens par rapport aux hubs du Golfe, d'Istanbul et d'Éthiopie**, d'après la DGAC. En 2025, les coûts de touchés étaient significativement plus bas qu'à Paris-CDG à Istanbul (- 44 %), Doha (- 47 %), Dubaï (- 63 %), Abu Dhabi (- 69 %), ou encore Addis-Abeba (- 65 %)⁵⁶. Des mesures récentes de hausse de la fiscalité et/ou de redevances ont contribué à augmenter ce différentiel. En France, la hausse de la taxe de solidarité sur les billets d'avion (TSBA), appliquée à partir du 1^{er} mars 2025, a contribué à augmenter les coûts de touchée dans les aéroports français plus fortement que dans l'ensemble de l'Europe (+ 11 % en moyenne entre 2023 et 2025 pour les aéroports européens, contre + 21 % en France, par exemple pour un A320 exploité par un transporteur à bas coût)⁵⁷.

Graphique 23 : Part de marché des compagnies sous pavillon étranger dans le trafic français (en % des passagers et des passagers.km)



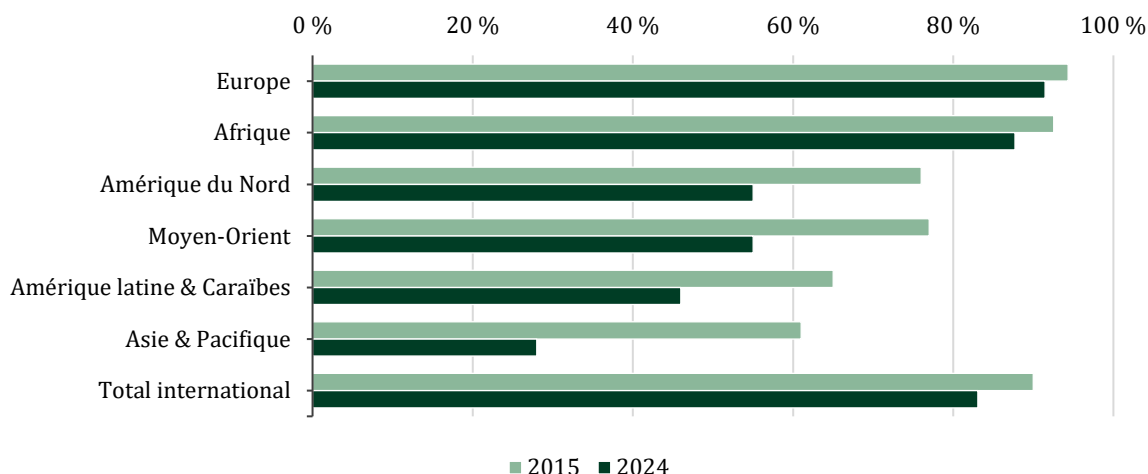
Source : Mission d'après données DGAC.

⁵⁵ Les coûts de touchée représentent l'ensemble des taxes et redevances applicables dans un aéroport. Ils n'intègrent pas les réglementations environnementales de l'ETS ou ReFuelEU.

⁵⁶ Source : DGAC, à partir des données RDC.

⁵⁷ Source : DGAC, « Premiers retours sur la hausse de TSBA de mars 2025 : baisse de compétitivité du transport aérien français », novembre 2025.

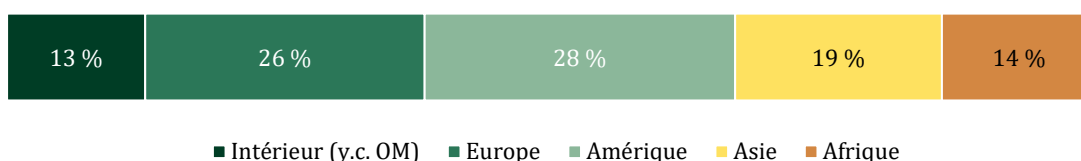
Graphique 24 : Part des vols directs selon la destination finale pour les vols internationaux au départ de France en 2015 et 2024



Source : Mission d'après DGAC, Observatoires de la concurrence 2015 et 2024.

La possibilité d'éviter partiellement les obligations d'incorporation de ReFuelEU Aviation en faisant une escale intermédiaire hors de l'UE pourrait générer des « fuites de carbone », au sens où les gains en termes d'émissions de CO₂ pourraient être moindres qu'espérés. Dans le cas du trafic français, le risque de fuites de carbone devrait rester modéré, dans la mesure où les principaux pays de destination du trafic depuis la France ne se prêtent pas à des détournements : ainsi, en 2024, seuls 19 % des passagers.km de vols depuis la France étaient à destination de l'Asie et 14 % à destination de l'Afrique (cf. graphique 25)⁵⁸. Pour l'Afrique, plus des trois quarts des passagers ont pour destination le Maroc, la Tunisie ou l'Algérie. En nombre de passagers, les vols vers ou depuis l'Asie représentent en 2024 seulement 8 % des passagers (ceux à destination du Japon ou de la Chine 2 %). Le trafic qui pourrait faire l'objet d'un détournement vers des vols avec escales hors UE apparaît ainsi limité à court terme en proportion du trafic total au départ de la France. **Ainsi, la possibilité théorique de contourner partiellement les obligations de ReFuelEU par des escales dans des hubs extra-européens n'aurait que peu d'effets de fuite de carbone à court terme.**

Graphique 25 : Trafic depuis la France en 2024 selon le continent de l'escale (en % du nombre de passagers.kilomètres)



Note : l'Océanie n'est pas représentée car elle représente 0,3 % des passagers.km. Source : Mission d'après DGAC.

Un mécanisme consistant à percevoir des droits sur les vols avec escale hors de l'UE permettrait de réduire la distorsion de concurrence créée entre les vols directs et les vols avec escale.

⁵⁸ Les flux entre l'Europe et l'Amérique sont importants mais sont peu à risque car il n'existe pas de hubs pouvant jouer une position intermédiaire. Le Royaume-Uni applique en effet des dispositifs proches de l'UE en termes de réglementations environnementales, et l'Islande ne possède pas les capacités permettant de jouer ce rôle de manière significatif.

Un rapport du cabinet Steer réalisé pour le compte de la Bundesverband der Deutschen Luftverkehrswirtschaft (BDL) et la Fédération Nationale de l'Aviation et de ses Métiers (FNAM) met en avant deux options possibles pour ce mécanisme :

- ◆ un « prélèvement CAD » (*SAF levy* en anglais), qui consiste à prélever sur le prix d'un billet le montant correspondant à l'incorporation de CAD dans le trajet entre l'aéroport de départ et l'aéroport d'arrivée, quel que soit le trajet (en définissant, par exemple, des « zones » par bandes de distance), ce montant étant ensuite distribué aux compagnies réalisant des vols au départ de l'UE pour subventionner l'achat de CAD ;
- ◆ un mécanisme d'ajustement aux frontières pour les CAD, dit « SAF-BAM » (pour *SAF-border adjustment mechanism*), consistant à appliquer un prélèvement sur les vols avec escale hors UE correspondant au différentiel de coût lié à la non-introduction de CAD sur la deuxième partie d'un trajet avec escale hors UE (le trajet Istanbul-Tokyo sur l'exemple du tableau 12, par exemple).

Dans les deux cas, l'objectif serait de traiter la potentielle distorsion de concurrence en faveur des vols avec escale hors UE. Le ciblage d'un mécanisme type mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) pourrait conduire à ce que des compagnies non-européennes perçoivent cette mesure comme discriminatoire et demandent à ce que soit engagées des procédures en réponse dans leurs juridictions, ce qui ne serait pas le cas avec le prélèvement CAD généralisé.

En revanche, le prélèvement CAD impliquerait une collecte massive sur les billets d'avion, et un dispositif fiscal européen toujours très difficile à mettre en place du fait de la règle de l'unanimité, dont la redistribution pourrait causer des distorsions significatives.

Un mécanisme de SAF-BAM présente l'avantage de nécessiter une gestion moindre de fonds publics, en ne ciblant que les vols avec escale hors UE. Une note des autorités françaises (NAF) à la Commission européenne de novembre 2025 demande à la Commission d'étudier la mise en œuvre d'un tel mécanisme.

Un tel mécanisme nécessiterait de pouvoir identifier les vols avec correspondance, ce qui est théoriquement faisable, mais qui pourrait, à terme, être contourné par des correspondances autonomes (ou *self-connecting*), qui consistent pour un passager à prendre deux billets séparés pour réaliser un même trajet. Ce phénomène est apparu dans les années 2010, suite à la croissance de l'offre *low cost*, initialement conçue comme une offre sans connections (modèle « point à point »)⁵⁹. Des comparateurs de vol proposent des vols en correspondance en indiquant la modalité « correspondance autonome », et en précisant que les conditions sont différentes dans cette modalité de réservation, notamment en termes de protection sur les correspondances⁶⁰.

Par ailleurs, **des mesures unilatérales prises par l'UE et renchérissant le coût des vols, notamment de manière différentielle en défaveur de compagnies d'États tiers, pourraient donner lieu à des protestations d'États tiers**, en particulier dans le cadre d'enceintes multilatérales comme l'OACI, voire à des mesures de rétorsions en utilisant des leviers de la politique commerciale. Un précédent en ce sens a été la tentative d'extension de l'ETS aux vols extra-UE en 2010, qui s'est heurté à une vive contestation dans le cadre de l'OACI, et a *in fine* conduit l'UE à renoncer à cette mesure en 2013. Le SAF-BAM aurait des similarités avec l'extension de ETS car c'est un dispositif s'appliquant à des segments ne touchant pas l'Europe.

⁵⁹ Voir par exemple Fichert, F. & Klopheus, R. (2016), « *Self-connecting, codesharing and hubbing among European LCCs: From point-to-point to connections?* », *Research in Transportation Business & Management*.

⁶⁰ Par exemple le portail Skyscanner, qui redirige le cas échéant vers une page « Que signifie la mention « Correspondance autonome » sur Skyscanner ? » (consultée par la mission le 12 février 2026).

En tout état de cause, la mise en place d'un mécanisme de compensation sur les vols avec escale vers l'Asie, du fait de l'ampleur limitée des risques de carbone, ne doit pas conduire à remettre en cause à court terme l'ensemble de la réglementation ReFuelEU. Le SAF-BAM peut permettre de rehausser comparativement la compétitivité des *hubs* européens par rapport à Istanbul et aux *hubs* du Golfe, mais pose l'enjeu des modalités fines de son application.

En outre, **le déclenchement d'un conflit régional au Moyen-Orient fin février 2026, dont l'ampleur et la durée ne sont pas encore appréciables à la date de rédaction de ce rapport, pourrait conduire à modifier la compétitivité des compagnies aériennes des pays du Golfe**, du fait de risques liés à l'utilisation de leurs hubs et/ou de certaines routes, ou encore de la perte d'attractivité potentielle des pays du Moyen-Orient comme destinations touristiques ou d'affaires. Ceci laisserait la concurrence d'Istanbul.

4.3. Le règlement ReFuel EU prévoit des amendes en cas de non-respect des obligations d'incorporation

4.3.1. ReFuelEU prévoit des amendes d'un montant élevé et non libératoires en cas de non-respect des obligations d'incorporation

Le règlement ReFuel EU Aviation⁶¹ prévoit que les obligations d'incorporation de parts minimales de carburant d'aviation durable (CAD) dans le carburant mis à la disposition dans l'UE incombent aux metteurs à la consommation de carburants. L'article 12 prévoit en outre que « *tout fournisseur de carburant d'aviation qui ne respecte pas les obligations prévues à l'article 4 relatives aux parts minimales de CAD [est] passible d'une amende* ». Les obligations de parts minimales de CAD et les obligations déclaratives sont annuelles, donc l'application des amendes sera en théorie annuelle.

La mise en œuvre des amendes relève des États-membres mais **le règlement prévoit un montant minimal au moins égal au double du coût qu'il aurait coûté à l'assujetti de respecter l'obligation**. Ainsi, l'article 12 précise que le montant de l'amende ne doit pas être inférieure « *au double du montant résultant de la multiplication de la différence entre le prix annuel moyen de la tonne de carburant de synthèse pour l'aviation et le prix de la tonne de carburant d'aviation conventionnel par la quantité de carburant d'aviation ne respectant pas les parts minimales* ». L'AESA publie chaque année des références de prix des différents types de carburant, permettant de calibrer le montant de ces amendes.

En outre, **l'amende n'est pas libératoire**, puisqu'un fournisseur de carburant n'ayant pas respecté ses obligations sur une période doit « *fourni[r] au marché, au cours de la période de déclaration suivante, une quantité du type de carburant concerné égale à ce déficit, en plus de l'obligation qui lui incombe au cours de la période de déclaration* » (cf. §8).

⁶¹ Règlement n° 2023/2405 du Parlement européen et du conseil (ReFuelEU Aviation).

Les acteurs anticipent que les montants de ces amendes seront en grande partie répercutés sur les compagnies aériennes. En effet, le marché de la fourniture de carburants aériens apparaît imparfaitement concurrentiel, certains acteurs contrôlant une part importante du marché, et les fournisseurs sont régulièrement en monopole ou en duopole localement, en particulier sur des aéroports régionaux. Les approvisionnements en bioCAD sur la période 2022-2024 ont donné lieu à des tensions entre fournisseurs de carburants et compagnies aériennes, ces dernières constatant des prix de vente des biocarburants nettement supérieurs aux coûts de production. En France, Air France a décidé de créer une filiale dédiée lui permettant de devenir son propre fournisseur de carburants afin de réduire ses coûts d'approvisionnement, notamment pour les bioCAD.

4.3.2. La crédibilité de l'application ces amendes en pratique en 2030-2032 n'est pas garantie

Le montant des amendes pourrait être significatif sur la période 2030-2032, dans le cas où la production de carburant de synthèse n'est pas suffisante.

Le règlement ReFuelEU prévoit une période entre 2030 et 2034 où l'application du règlement est plus souple, puisque, sur cette période, les obligations d'incorporation sont des parts « moyennes » dont l'atteinte peut être réalisée sur deux années (cf. Tableau 13). Ainsi, en 2030, un metteur à la consommation pourra incorporer 0,7 % d'e-CAD, mais il devra ensuite l'année suivante incorporer 1,7 % d'e-CAD pour respecter la part moyenne de 1,2 % sur la période⁶².

Tableau 13 : Parts minimales et moyennes d'incorporation de e-CAD sur la période 2030-2034

	2030-2031	2032-2033	2034
Part minimale annuelle	0,7 %	1,2 %	2,0 %
Part moyenne	1,2 %	2,0 %	2,0 %

Source : Règlement ReFuelEU Aviation

La mission a évalué un scénario dans lequel :

- ♦ la production de carburants de synthèse reste inexistante (ou très marginale) jusqu'en 2033, ce qui fait que les compagnies aériennes ne peuvent pas s'approvisionner en 2030, 2031 et 2032 ;
- ♦ les prix des amendes sont répercutées intégralement sur les compagnies aériennes ;
- ♦ le montant de l'amende est égal à près de vingt fois le coût unitaire du kérosène fossile multiplié par l'obligation d'incorporation⁶³.

Dans ce scénario :

- ♦ en 2030, avec une obligation d'incorporation de 0,7 %, le poste de coût du carburant pour une compagnie augmenterait de 15 % du fait de la répercussion du montant des amendes⁶⁴ ;
- ♦ en 2031, avec une obligation de 1,7 % (permettant d'atteindre la part moyenne de 1,2 %) et le report des obligations non atteintes en 2030 de 0,7 % (du fait du caractère non libératoire de l'amende), le coût du carburant serait renchéri de 52 % ;

⁶² Par ailleurs, le règlement prévoit que les volumes manquants pour atteindre les parts moyennes sur la période 2030-2031 doivent être répercutés sur les volumes mis à la consommation d'ici à la fin 2034 (et non l'année suivante).

⁶³ La note de l'AESA fixant les prix de référence pour 2025 indique une valeur de référence de 7 520 €/tonne pour le carburant de synthèse, contre 640 €/tonne pour le kérosène conventionnel. Le double de l'écart de coût est alors égal à 13 760 €/tonne, soit 22 fois la valeur de référence pour le kérosène.

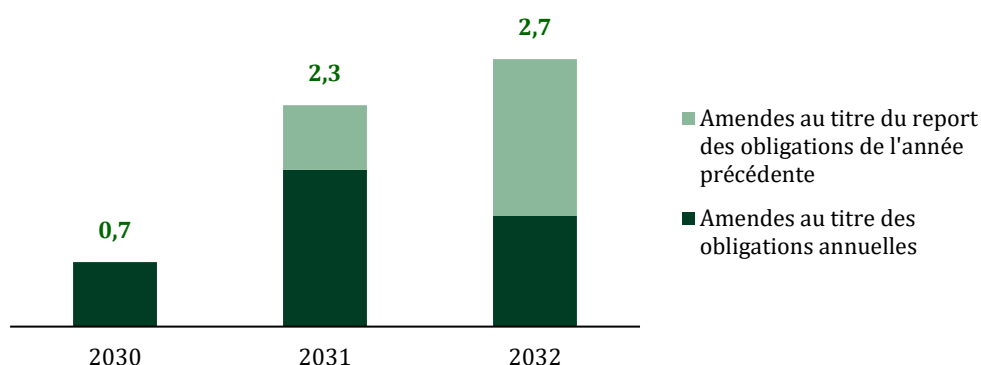
⁶⁴ Dès lors qu'au prix du carburant de 100 s'ajoute un montant égal à 0,7*22.

Annexe II

- ♦ en 2032, avec une obligation de 1,2 % et le report des obligations de l'année précédente, le coût du carburant serait renchéri de 41 % ;
- ♦ pour une compagnie dont le carburant représente 25 % des coûts totaux et dont la marge brute est de 19 %, le surcoût lié à la répercussion des amendes représenterait 3 % du chiffre d'affaires en 2030, et plus de 11 % en 2031.

Au total, **en l'absence d'approvisionnement en e-CAD jusqu'en 2032, les amendes dues au titre du soutage en France représenteraient un montant de 700 M€ en 2030, de 2,3 Md€ en 2031, et de 2,7 Md€ en 2032.** Ces montants sont croissants du fait de l'augmentation des parts minimales, mais également du fait du caractère non libératoire de l'amende qui conduit à reporter d'une année sur l'autre des obligations non atteintes (cf. graphique 26).

Graphique 26 : Montant total des amendes dues en France si aucun approvisionnement en carburant de synthèse n'est disponible jusqu'en 2032



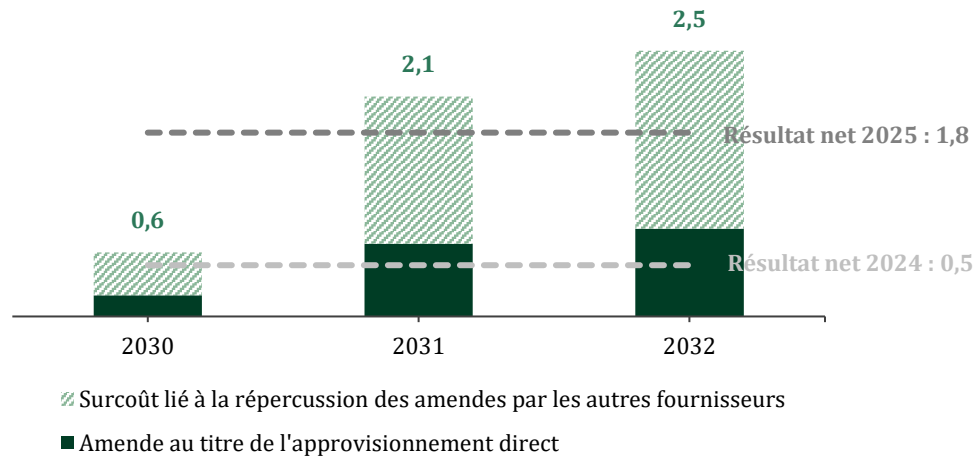
Source : Modélisations mission.

Pour Air France KLM, ce surcoût pourrait menacer la rentabilité du groupe dès 2030.

En 2025, Air France KLM a réalisé un résultat net de 1,8 Md€ (0,5 Md€ en 2024), d'après les comptes financiers de l'entreprise. Sur la base des données du rapport AESA de 2024, en l'absence d'un approvisionnement en carburant de synthèse, les dépenses de carburant du groupe pourraient augmenter de l'ordre de 0,6 Md€ en 2030⁶⁵ du fait des pénalités liées à la sous-obligation sur les e-CAD. En outre, avec l'augmentation des parts minimales et comme les amendes ne sont pas libératoires, en cas d'absence d'approvisionnement en 2031 et 2032, les surcoûts liés aux amendes atteindraient jusqu'à 2,5 Md€ en 2032. Air France KLM étant son propre metteur à la consommation à hauteur d'un tiers de son approvisionnement, le groupe pourrait se voir directement infliger une amende à hauteur de 0,2 Md€ en 2030, 0,7 Md€ en 2031 et 0,8 Md€ en 2032 (cf. graphique 27).

⁶⁵ En 2025, les dépenses de carburant du groupe ont représenté 6,2 Md€, dont 0,2 Md€ pour des biocarburants (source : Air France KLM, états financiers 2025). En prenant des valeurs de référence pour les prix des carburants conventionnels et des biocarburants, la mission estime que cela correspond à un volume total consommé de 8,6 Mt. En outre, à partir des données sur le chiffre d'affaires du groupe par région publiées dans ses états financiers, la mission estime que les deux tiers du carburant acheté par le groupe sera soumis aux obligations de ReFuelEU. Sur la base de ce volume, sans hypothèse de croissance du trafic ni d'amélioration de l'efficacité énergétique des avions, l'obligation d'incorporation représenterait 45 kt en 2030. En prenant le montant de l'amende minimal tel qu'il ressort du rapport EASA 2025 (13 900 €/t), le surcoût sur ces approvisionnements serait de 0,6 Md€ en 2030.

Graphique 27 : Montants des amendes et surcoûts estimés pour Air France KLM si aucun approvisionnement en carburant de synthèse n'est disponible jusqu'en 2032 (en Md€)



Source : Mission d'après les données d'Air France KLM.

La mission considère que la crédibilité politique de tels montants d'amende est faible. En effet, l'application stricte du régime d'amendes pourrait conduire à dégrader la rentabilité de compagnies aériennes européennes, et entraîner des protestations des compagnies non-européennes, potentiellement relayées par leurs gouvernements, et ce dès 2030. Les compagnies pourraient alors obtenir des autorités compétentes une non-application des amendes, ou un report, ce qui remettrait en cause la crédibilité des obligations d'incorporation. Comme souligné par l'analyse de la direction des affaires juridiques du ministère chargé de l'économie (cf. annexe VI), l'effectivité de l'application de ces amendes, qui relève des États-membres, pourrait créer un flou juridique, une décision des autorités compétentes de ne pas infliger d'amende pouvant donner lieu à un recours en manquement des États-membres par la Commission.

Un levier de crédibilisation du règlement ReFuelEU pourrait alors être l'assouplissement du régime d'amendes, notamment le caractère non libératoire de celles-ci. En effet, un régime d'amendes libératoires, dont le montant resterait supérieur à l'écart de coût constaté entre les carburants conventionnels et les CAD (d'un facteur 1,2 par exemple), gagnerait en crédibilité quant à son application réelle, tout en maintenant une incitation à l'incorporation de CAD. Le règlement FuelEU Maritime, adopté en 2023 et pendant de ReFuelEU Aviation pour le secteur maritime, prévoit ainsi des pénalités libératoires cas de non-respect de la réglementation, sur un modèle « *pay to comply* », dont l'approche pourrait être transposée au règlement ReFuelEU Aviation dans le cadre de la clause de revoyure de ce règlement en 2027.

ANNEXE III

Évaluation des impacts environnementaux et socioéconomiques d'une production de carburants de synthèse en France

SOMMAIRE

1. LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE PERMETTENT UNE RÉDUCTION DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE MAIS LEUR COÛT RAPPORTÉ À LA TONNE DE CARBONE ÉVITÉE EST ÉLEVÉ	1
1.1. Les carburants de synthèse permettent une réduction du contenu carbone du carburant compris entre 70 % et 80 % par rapport au carburant fossile, selon l'origine du CO ₂ et de l'électricité utilisés pour la production.....	1
1.1.1. <i>Les carburants de synthèse pour l'aérien produits en France permettent de réduire les émissions de GES d'environ 70 % par rapport au kérosène fossile.....</i>	<i>1</i>
1.1.2. <i>Les e-carburants maritimes devront atteindre des niveaux d'abattement des émissions de GES supérieurs à 80 % pour permettre l'atteinte des objectifs fixés par FuelEU Maritime.....</i>	<i>3</i>
1.1.3. <i>Au titre de la norme comptable internationale des émissions de GES, l'adoption de carburants de synthèse sera comptée au titre des réductions d'émission du secteur de l'industrie, et non des transports</i>	<i>3</i>
1.2. Le coût d'abattement du e-CAD par rapport au kérosène fossile serait compris entre 1 500 et 2 200 €/tCO ₂ en 2030, soit une valeur supérieure à la valeur de référence de l'action pour le climat mais leur adoption pourrait se justifier au regard d'autres critères	4
2. UNE PRODUCTION DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE EN FRANCE NE CRÉERAIT PAS DE TENSION SUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE À HORIZON 2040 MAIS NÉCESSITERAIT DES RACCORDEMENTS SPÉCIFIQUES À COURT TERME.....	6
2.1. Une production française serait absorbable à court et moyen terme au regard des surcapacités électriques et elle permettrait une légère réduction de la facture énergétique de la France	6
2.1.1. <i>La production d'électricité en France est surcapacitaire et devrait le rester au moins à court et moyen terme</i>	<i>6</i>
2.1.2. <i>Une production française de carburants de synthèse pourrait nécessiter jusqu'à 17 TWh/an d'électricité pour le secteur aérien et 6 TWh/an pour le secteur maritime en 2035, des besoins absorbables au regard des surcapacités actuelles.....</i>	<i>7</i>
2.1.3. <i>La France reste dépendante énergétiquement et une production locale de carburants de synthèse permettrait de réduire cette dépendance, dans une proportion toutefois marginale.....</i>	<i>11</i>

2.2. Localement, les lieux de production nécessitent des raccordements spécifiques, mais le réseau n'éprouvera pas de congestion majeure à court et moyen terme ...12	
3. LES GISEMENTS DE CO₂ BIOGÉNIQUE SONT QUANTITATIVEMENT SUFFISANTS EN FRANCE MAIS L'APPROVISIONNEMENT DE CET INTRANT SERA UN ENJEU STRATÉGIQUE	14
3.1. Une production française de e-carburants nécessiterait entre 5 et 14 Mt de CO ₂ biogénique à horizon 2050	14
3.2. Le gisement sera quantitativement suffisant en France à court et moyen terme, mais l'approvisionnement en CO ₂ représentera un enjeu stratégique pour la localisation des projets et au regard de la concurrence potentielle du CCS.....	16
4. LES ENJEUX EN TERMES DE CONSOMMATION DE BIOMASSE ET D'EAU APPARAISSENT QUANTITATIVEMENT SECONDAIRES MAIS CES RESSOURCES POURRAIENT ÊTRE EN TENSION À MOYEN-LONG TERME	20
4.1. La production de e-bioCAD nécessite de la biomasse, dans des proportions qui devraient rester limitées à court terme, mais dont la demande s'ajoutera à une filière en tension.....	20
4.2. Le besoin en eau sera quantitativement marginal au regard des prélèvements actuels mais la production pourrait être affectée par des tensions plus fréquentes sur les ressources hydriques à long terme.....	21
5. UNE PRODUCTION DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE CONTRIBUERAIT À LA RÉINDUSTRIALISATION ET POURRAIT EN PARTICULIER REPRÉSENTER UNE OPPORTUNITÉ STRATÉGIQUE POUR LES PORTS FRANÇAIS	23
5.1. La production de carburants de synthèse permettrait de créer des emplois industriels mais la filière est peu intensive en main d'œuvre.....	23
5.2. Les carburants de synthèse pourraient permettre de diversifier l'activité des ports français et d'augmenter leur attractivité.....	24
5.2.1. <i>Les projets de production de carburants de synthèse permettraient de diversifier l'activité des ports, encore largement dépendante des énergies fossiles.....</i>	<i>24</i>
5.2.2. <i>La disponibilité de carburant de synthèse au soutage peut devenir un facteur d'attractivité des ports français à terme.....</i>	<i>26</i>

1. Les carburants de synthèse permettent une réduction des émissions de gaz à effet de serre mais leur coût rapporté à la tonne de carbone évitée est élevé

1.1. Les carburants de synthèse permettent une réduction du contenu carbone du carburant compris entre 70 % et 80 % par rapport au carburant fossile, selon l'origine du CO₂ et de l'électricité utilisés pour la production

1.1.1. Les carburants de synthèse pour l'aérien produits en France permettent de réduire les émissions de GES d'environ 70 % par rapport au kérosène fossile

Le bilan en termes d'émissions de gaz à effet de serre (GES) des carburants d'aviation durables de synthèse (e-CAD) dépend de l'origine du CO₂ et de l'électricité utilisés pour sa production.

Une étude réalisée pour le compte de l'Ademe par IAC Partners concluait que la réduction de l'empreinte carbone du e-CAD était comprise entre -33 % pour une production à partir d'électricité avec un contenu carbone de 72 gCO₂e/KWh, et -79 % pour une production avec de l'électricité renouvelable neutre en carbone, par rapport au kérosène fossile dont la production et la combustion d'une tonne émettent 3,8 tonnes de CO₂e¹. L'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN) estime que les e-CAD peuvent permettre une réduction jusqu'à 95 % des émissions si l'électricité est renouvelable et le carbone biogénique².

Le cadre réglementaire européen fixe un seuil minimal de réduction des émissions de GES de 70 % par rapport à la référence fossile sur l'ensemble du cycle de vie, pour les « carburants de synthèse à faible intensité de carbone » (cf. article 3 de ReFuel EU Aviation), soit les carburants de synthèse produits à partir d'hydrogène dit « bleu »³.

Du fait du faible contenu carbone du mix électrique français, les projets de production en France peuvent en théorie utiliser l'électricité du réseau pour produire un carburant de synthèse éligible aux obligations de ReFuelEU, à condition que les émissions soient réduites d'au moins 70 %. En pratique, les projets prévoient de combiner un approvisionnement sur le réseau et des *Power Purchase Agreement* (PPA) d'électricité renouvelable, ce qui leur permet d'atteindre le seuil de réduction des émissions prévus par les textes européens. Parmi les quatre projets lauréats de Carb'Aero, seul un projet n'atteint pas ce seuil, d'après les données de la réponse à l'appel à projet (cf. tableau 1). En moyenne, pour ces quatre projets, le taux d'abattement atteint **[70-75]**⁴ %. Ces estimations restent à affiner : la mission note par exemple que les facteurs de référence pour les émissions du kérosène fossile sont variables entre les dossiers.

¹ IAC Partners, Ademe, « *Étude du potentiel des carburants de synthèse en France* », présentation de synthèse, 2023. Le calculateur d'empreinte carbone de l'Ademe utilise quant à lui une valeur de 3,65 tCO₂e/t de kérosène.

² IFPEN, données transmises à la mission. L'IFPEN estime que pour les biocarburants la réduction d'émissions de GES est de 65 %.

³ Le mode de calcul du cadre européen s'appuie sur des valeurs normatives, qui par nature présentent certaines limites. En particulier, les émissions en cycle de vie sont considérées comme nulles pour l'électricité renouvelable, et ne prend ainsi pas en compte les émissions liées à la construction, ce qui conduit à un bilan en termes d'émission de GES particulièrement favorable pour les e-CAD produits à partir d'électricité renouvelable.

⁴ Dans la version publique du rapport, certaines données fournies par des entreprises ont été occultées ou remplacées par des intervalles.

Annexe III

Le contenu carbone du carburant de synthèse produit en France diminuerait avec la diminution de l'intensité carbone du mix électrique. À partir d'un travail de modélisation, l'observatoire français des e-fuels (2024)⁵ estime ainsi que les projets de e-CAD en France pourraient atteindre un taux de réduction des émissions de 80 % avec le mix électrique français projeté en 2030.

Tableau 1 : Estimation de la quantité de CO₂ évitée par les e-CAD d'après les porteurs de projets lauréats de Carb-Aero

Projet	France KerEAUzen	Take Kair	DéZIR	BioTjet	Total
Capacité de production (kt/an)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Part d'électricité renouvelable	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Émissions évitées (ktCO ₂ /an)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Émissions évitées /t de carburant	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Taux d'abattement du CO ₂	[...]	[...]	[...]	[...]	[70-75] %

Source : Mission d'après Ademe, réponses à l'appel à projet Carb'Aero. Les réductions de CO₂ ont été estimées sur la base de la seule production d'e-CAD (hors co-produits)..

Des chaînes de production optimisées permettraient de réduire encore les émissions de GES des carburants de synthèse. Ainsi, selon Delgado *et al.* (2023)⁶, le taux d'abattement des émissions pourrait atteindre 92 % avec la prise en compte des coproduits de la vapeur. L'Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN) estime que, sous les hypothèses les plus favorables, les e-CAD peuvent permettre une réduction jusqu'à 95 % des émissions⁷ et l'étude Concawe-Aramco une réduction de 93 % dans des conditions particulièrement favorables (notamment, en considérant du CO₂ capté dans l'air et de l'électricité intégralement renouvelable).

Au regard des possibilités d'optimisation de la chaîne de production et d'utilisation d'électricité dont le contenu carbone tend à diminuer au cours du temps, la mission retient comme hypothèses dans ses simulations un taux d'abattement du e-CAD légèrement supérieur au taux moyen de 72 % des premiers projets en France, avec une valeur de 80 % (*cf.* 1.2 et annexe II).

Les trajets en avion affectent également le climat par des effets dits « non CO₂ », liés à l'émission de certaines particules en haute atmosphère. Les causes et conséquences de ces effets restent encore imparfaitement appréhendés en l'état des connaissances scientifiques, mais ils pourraient avoir un pouvoir réchauffant d'un ordre de grandeur au moins aussi important que les émissions de gaz à effet de serre⁸. Étant donné le niveau de compréhension de ces impacts, l'effet des carburants de synthèse sur le climat *via* les effets non-CO₂ reste incertain à la date de la mission. Lee *et al.* (2021) suggère cependant que, parce que les effets non-CO₂ sont des effets de court terme tandis que les impacts liés aux émissions de GES sont de long terme, la stratégie prioritaire pour le secteur aérien pour se conformer aux objectifs de maîtrise du changement climatique doit rester de réduire les émissions de GES.

⁵ Observatoire français des e-fuels, « Faire dès maintenant de la France un champion européen des e-fuels pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde », rapport 2024.

⁶ Delgado *et al.* (2024), « *Techno-economic analysis and life cycle analysis of e-fuel production using nuclear energy* », *Journal of CO₂ Utilization*.

⁷ IFPEN, données transmises à la mission. Cette estimation repose sur l'hypothèse que l'électricité d'origine renouvelable utilisée pour la production se voit attribuer un facteur d'émissions de 0, comme le prévoit le cadre réglementaire européen (actes délégués du règlement RFNBO – *Renewable Fuels of Non-Biological Origin*).

⁸ Voir notamment Lee *et al.* (2021). « *The contribution of global aviation to anthropogenic climate forcing for 2000 to 2018* ». *Atmospheric Environment*.

1.1.2. Les e-carburants maritimes devront atteindre des niveaux d'abattement des émissions de GES supérieurs à 80 % pour permettre l'atteinte des objectifs fixés par FuelEU Maritime

Les carburants de synthèse maritime permettraient d'atteindre des niveaux de réduction de GES comparables par rapport aux e-CAD. Une étude de Concawe et Aramco en 2024⁹ estime des taux de réduction des émissions compris entre 92 % et 96 % pour les carburants de synthèse maritime, contre 93 % pour le e-kérosène, dans des conditions de production équivalentes favorables (cf. Tableau 2).

Tableau 2 : Émissions de GES de différents carburants de synthèse et comparaison par rapport à leur équivalent fossile en 2050 (en gCO₂éq/MJ)

	e-Méthane	e-Méthanol	e-Ammoniac	e-CAD (Fischer-Tropsch)
Émissions de GES	5,4	5,4	4,3	5,9
Emissions de l'équivalent fossile	64,6	100,6	121,4	83
Réduction	-92 %	-95 %	-96 %	-93 %

Note : la modélisation repose sur un projet type localisé en Europe du Nord et alimenté par de l'énergie renouvelable et du CO₂ capté dans l'air. Source : Concawe & Aramco, 2024.

La réglementation FuelEU Maritime est construit sur la base de la réduction d'intensité carbone des carburants maritimes. Il prévoit ainsi une réduction de 6 % de l'intensité carbone en 2030 par rapport à une valeur de référence de 91,16 gCO₂éq/MJ, et jusqu'à 80 % en 2050. L'approche par l'intensité carbone du règlement implique ainsi l'utilisation de carburants avec des taux d'abattement des émissions de l'ordre de 80 %.

1.1.3. Au titre de la norme comptable internationale des émissions de GES, l'adoption de carburants de synthèse sera comptée au titre des réductions d'émission du secteur de l'industrie, et non des transports

La comptabilisation sectorielle des émissions de GES en France relève du Citepa, qui les établit en s'appuyant sur des lignes directrices du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).

Selon ces lignes directrices, les émissions liées au captage, à l'utilisation et au stockage du carbone (CCUS) sur des sites industriels sont comptabilisées comme des émissions négatives pour le secteur de l'industrie. Une réutilisation de carbone pour des procédés industriels de fabrication de carburants de synthèse conduira à augmenter la production industrielle à émissions de GES constantes. Pour les secteurs aérien et maritime en revanche, la combustion de carburants de synthèse dans les moteurs conduira encore à relâcher du GES dans l'atmosphère. Dès lors, **l'incorporation de carburants de synthèse dans les aéronefs ou les navires ne conduira donc pas à réduire les émissions des secteurs aérien et maritime telles que comptabilisées dans l'inventaire national des émissions de GES et de polluants atmosphériques réalisé par le Citepa.**

Le secteur aérien pourra devoir, à l'instar de l'option retenue pour la feuille de route du secteur maritime, présenter ses trajectoires de décarbonation en utilisant des indicateurs reposant sur une approche en « cycle de vie », pour mieux rendre compte des mesures prises.

⁹ Concawe & Aramco, « E-Fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050 – Update », mars 2024.

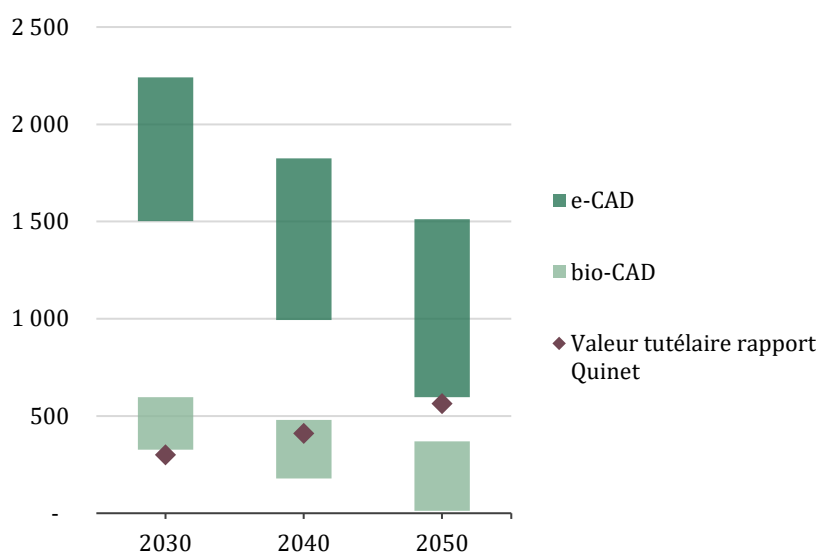
1.2. Le coût d'abattement du e-CAD par rapport au kérosène fossile serait compris entre 1 500 et 2 200 €/tCO₂ en 2030, soit une valeur supérieure à la valeur de référence de l'action pour le climat mais leur adoption pourrait se justifier au regard d'autres critères

La mission estime que le surcoût d'une tonne de carburant de synthèse par rapport à une tonne de kérosène fossile serait compris entre 4 700 € et 6 900 € en 2030, et entre 1 800 € et 4 600 € en 2050, selon les hypothèses (cf. annexe II). Si chaque tonne d'e-CAD introduite permet d'éviter l'émission de 3,0 tCO₂ (sous l'hypothèse d'un taux d'abattement de 80 %), **le coût d'abattement associé au e-CAD serait compris entre 1 500 et 2 200 €/tCO₂ en 2030, et entre 600 et 1 500 €/tCO₂ en 2050 (en euros constant).**

Les coûts d'abattement des e-CAD sont nettement plus élevés que ceux des bioCAD, pour lesquels la mission estime des coûts d'abattement compris en 300 et 600 €/tCO₂ en 2030, et entre 0 et 400 €/tCO₂ en 2050. Le gain en termes d'émissions de GES des e-CAD par rapport aux bioCAD est en effet limité alors que leur surcoût est élevé (cf. 1.1.1). En 2030, les e-CAD représentent donc une option de décarbonation dont le coût d'abattement est supérieur de 900 à 1 900 €/tCO₂ par rapport aux bioCAD.

Les coûts d'abattement des e-CAD seraient supérieures à la trajectoire de la valeur de l'action pour le climat de la Commission Quinet de mars 2025, qui retient une valeur tutélaire de 300 €/tCO₂ en 2030 et 563 €/tCO₂ en 2050 (cf. graphique 1). En revanche, le coût d'abattement lié à l'incorporation de bioCAD deviendrait inférieur à la valeur tutélaire du climat entre 2035 et 2045.

Graphique 1 : Coût d'abattement lié à l'incorporation des e-CAD et bioCAD- et comparaison par rapport à la valeur tutélaire du carbone issue du rapport Quinet (€ constant/tCO₂)



Source : Modélisations mission et rapport Quinet (mars 2025).

Annexe III

L'incorporation de e-CAD est ainsi une solution technologique plus coûteuse par tonne de CO₂ évitée que d'autres mesures prises dans d'autres secteurs. Les coûts d'abattement sont en effet supérieurs à ceux des autres activités (véhicule électrique, rénovation énergétique des bâtiments, captage et stockage du carbone dans les cimenteries, etc.)¹⁰.

Pour autant, le fait que le coût de l'incorporation des carburants de synthèse soit supérieur à la valeur de référence du rapport Quinet ne doit pas conclure à l'exclusion de cette solution. En particulier :

- ♦ des travaux récents ont réestimé à la hausse les coûts des dommages du changement climatique, conduisant à des estimations de prix du carbone à la hausse. Bilal & Känzig (2026)¹¹ estiment par exemple que le coût social du carbone pourrait être autour de 1 200 \$/t (soit supérieur à 1 000 €/t) dès 2030, qui pourrait alors être supérieur au coût d'abattement lié à l'utilisation d'e-CAD en 2050 (cf. graphique 1) ;
- ♦ le coût d'abattement est un critère limité pour atteindre la neutralité carbone dans une séquentialité donnée, ce qui nécessite une stratégie intégrée. Ce critère est en outre insuffisant pour définir la meilleure trajectoire de décarbonation dans des secteurs nécessitant des investissements en capital importants. Pour ces secteurs, investir tôt dans des technologies certes coûteuses mais indispensables à terme peut être la stratégie optimale (Vogt-Schilb et al, 2018)¹². Dans le cas des carburants de synthèse, le fait de recourir à cette solution à partir de 2030 peut permettre d'initier une filière industrielle et de bénéficier à terme de réduction des coûts liée à l'apprentissage technologique.

¹⁰ Voir par exemple France Stratégie, « Les coûts d'abattement en France », mai 2023.

¹¹ Bilal, A. et Känzig, D. (2027), « *The Macroeconomic Impact of Climate Change: Global Versus Local Temperature* », *Quarterly Journal of Economics*.

¹² Vogt-Schilb, A. et al. (2018) « *When starting with the most expensive option makes sense: Optimal timing, cost and sectoral allocation of abatement investment* », *Journal of Environmental Economics and Management*.

2. Une production de carburants de synthèse en France ne créerait pas de tension sur le système électrique à horizon 2040 mais nécessiterait des raccordements spécifiques à court terme

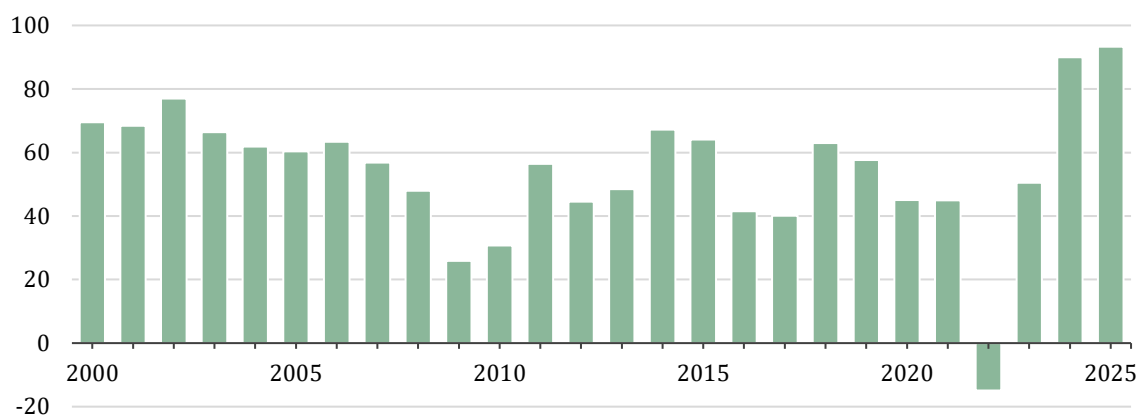
2.1. Une production française serait absorbable à court et moyen terme au regard des surcapacités électriques et elle permettrait une légère réduction de la facture énergétique de la France

2.1.1. La production d'électricité en France est surcapacitaire et devrait le rester au moins à court et moyen terme

La France est en situation structurelle de surcapacité de production électrique. En 2025, la consommation électrique française s'est établie à 451 TWh, tandis que la production s'est établie à 548 TWh¹³.

En 2025, le solde exportateur net d'électricité a été de + 92 TWh¹⁴, soit le solde le plus élevé de son histoire, après + 89 TWh en 2024. La France a été exportatrice vers l'ensemble de ses voisins, à l'exception de l'Espagne, avec laquelle les échanges sont équilibrés. **Le solde exportateur net de la France a été positif tous les ans depuis 2000, sauf en 2022** (cf. graphique 2).

Graphique 2 : Solde exportateur net en électricité de la France (en TWh)



Source : Mission d'après données Ember et RTE

Dans son bilan prévisionnel 2025-2035, RTE anticipe une poursuite d'un solde exportateur positif. A court terme, sur l'horizon 2026/2027, RTE estime que le solde exportateur devrait se maintenir entre 80 et 100 TWh/an. Le rapport indique que « *la France se trouve dans une situation favorable pour mener à bien un programme d'électrification des usages fossiles : il n'existe pas de risque de conflits d'usage entre les différents secteurs à décarboner* ». ¹⁵

À plus long terme, la situation du système électrique français peut évoluer dans des trajectoires variables, selon les nouveaux usages. RTE anticipe qu'à horizon 2035 le système français devrait rester surcapacitaire.

¹³ Source : RTE, « Bilan électrique 2025 », février 2026.

¹⁴ Source : RTE, *ibid.*

¹⁵ RTE, « Bilan prévisionnel – Édition 2025 – Période 2025-2035 », décembre 2025.

Le rapport prévisionnel de RTE souligne en outre des limites aux possibilités d'export, du fait du développement de nouvelles capacités en Europe, qui réduiront les débouchés pour la surproduction française, au-delà d'une limite que RTE estime à environ 100 TWh à court terme. Si les capacités renouvelables se développent rapidement dans les autres pays européens, RTE anticipe une configuration où les capacités nucléaires françaises devraient être sous-utilisées pour absence de débouchés économiques à horizon 2030, avec des volumes de modulation qui pourraient atteindre 40 à 50 TWh en 2030 et jusqu'à 85 TWh en 2035.

2.1.2. Une production française de carburants de synthèse pourrait nécessiter jusqu'à 17 TWh/an d'électricité pour le secteur aérien et 6 TWh/an pour le secteur maritime en 2035, des besoins absorbables au regard des surcapacités actuelles

La production de carburants de synthèse implique une consommation d'électricité importante, dont la majeure partie est utilisée pour produire de l'hydrogène par électrolyse de l'eau. La production d'une tonne de carburant implique en effet une consommation de l'ordre de 40 MWh (cf. annexe II).

Une production massifiée de carburants de synthèse pourrait représenter une part significative de la consommation d'électricité en France. En 2023, l'Ademe a évalué les volumes d'électricité nécessaires en France pour atteindre les objectifs fixés par le règlement ReFuelEU en 2050¹⁶, en s'appuyant sur les hypothèses suivantes :

- ◆ l'intégralité des besoins nationaux sont couverts par de la production en France ;
- ◆ des prévisions de trafic aérien et d'amélioration des performances énergétiques des avions, conduisant à une demande énergétique supérieure de 23 % pour le secteur aérien en 2050 par rapport à 2019 dans le scénario haut, et inférieure de 48 % dans le scénario bas ;
- ◆ dans le secteur maritime, le scénario haut implique une croissance de 280 % de la demande énergétique entre 2019 et 2050, et 27 % dans le scénario bas ;
- ◆ des hypothèses sur la performance des procédés de production, avec un rendement énergétique global compris entre 23 et 42 % pour la production de e-kérosène, et entre 43 et 67 % pour la production de carburants de synthèse maritimes¹⁷.

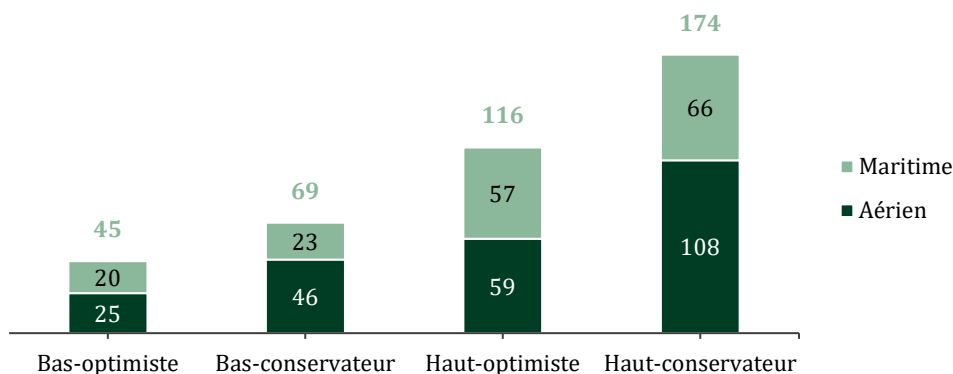
À partir de ces hypothèses, l'Ademe conclut que la production de carburants de synthèse nécessiterait entre 44 et 175 TWh/an en 2050, dont respectivement 25 et 108 TWh/an pour le secteur aérien (cf. graphique 3). Le principal facteur de variabilité, dans les scénarios étudiés par l'Ademe, est la trajectoire de la demande en carburant, leurs hypothèses étant particulièrement contrastées sur ces volets.

¹⁶ Ademe, « Électro-carburants en 2050 – Quels besoins en électricité et CO₂ ? », octobre 2023.

¹⁷ Le rendement indiqué ici représente le ratio entre l'énergie contenue dans le carburant produit (sans compter l'énergie nécessaire à son transport et sa distribution) et l'énergie consommée depuis le réseau électrique.

Annexe III

Graphique 3 : Besoins annuels en électricité pour la production de carburants de synthèse en 2050 dans l'étude de l'Ademe (en TWh)



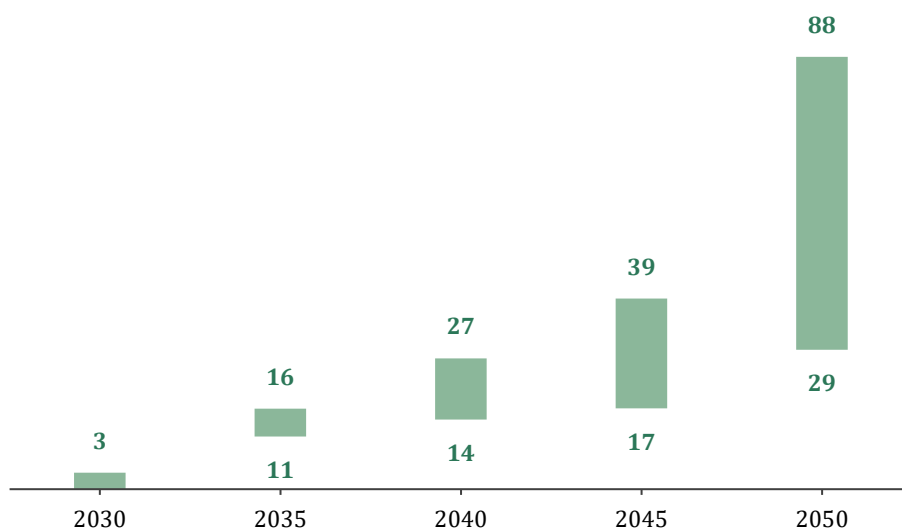
Note : les quatre scénarios correspondent à des variations selon le niveau de demande (« bas » ou « haut ») et selon les performances du système de production (« conservateur » ou « optimiste »). *Source :* Ademe.

Pour le secteur aérien, la mission a réalisé ses propres simulations dans deux scénarios, sur la base des hypothèses suivantes :

- ♦ un rendement énergétique de la chaîne de production compris entre 29 et 35 % en 2030, puis entre 36 et 43 % en 2050, en lien avec les hypothèses de l'annexe II ;
- ♦ une trajectoire de demande de kérosène en France impliquant une hausse du trafic entre 1 et 2 % par an, et une amélioration de l'efficacité énergétique de 1,5 % par an (cf. annexe I) ;
- ♦ les besoins en France sont intégralement couverts par une production en France dans le scénario haut, tandis que la part couverte par des importations croît de 0 % en 2030 à 50 % en 2050 dans le scénario bas.

Sous ces hypothèses, **les besoins français en électricité pour la production de e-CAD représenteraient entre 11 et 16 TWh/an en 2030, et entre 29 et 88 TWh/an en 2050** (cf. graphique 4).

Graphique 4 : Besoins annuels en électricité pour la production de e-CAD en France dans les modélisations de la mission (en TWh)

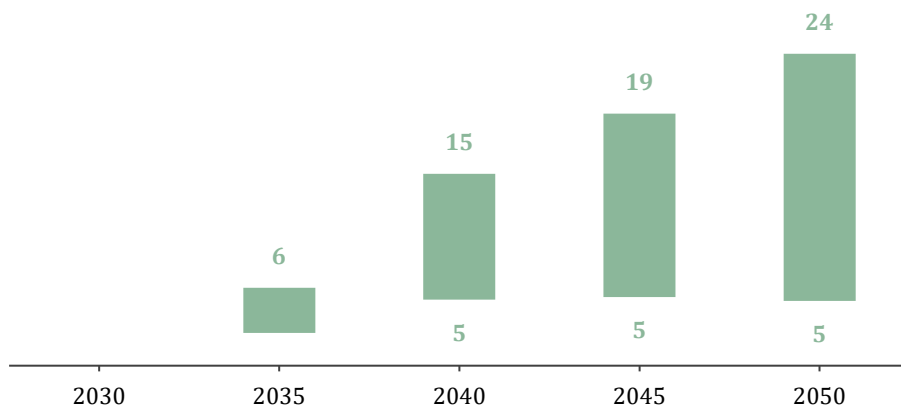


Note : le seuil bas de la production en 2030 a été fixé à 0 pour couvrir le cas où aucun projet n'est opérationnel à cette date (cf. Annexe I). *Source :* Modélisations mission.

Annexe III

Pour le maritime, en reprenant des hypothèses de rendement énergétique proches de celles de l'Ademe¹⁸, et des hypothèses moins élevées sur les besoins en carburant de synthèse¹⁹, la mission parvient à des besoins en électricité faibles à horizon 2035 (< 6 TWh), puis à une fourchette de besoins en électricité comprise en 5 et 24 TWh/an d'électricité en 2050.

Graphique 5 : Besoins annuels en électricité pour la production de carburants de synthèse maritimes en France dans les modélisations de la mission (en TWh)



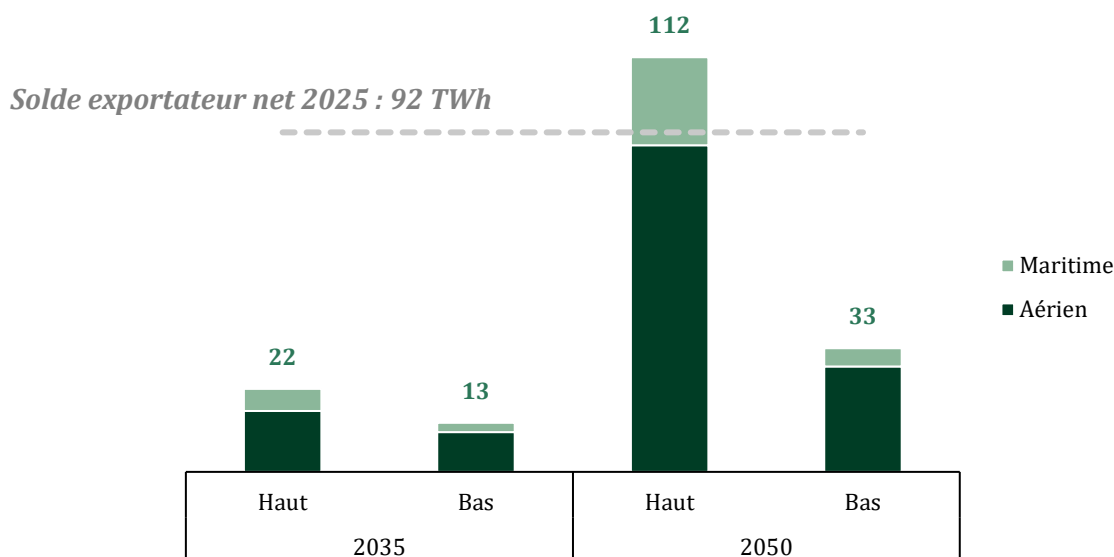
Source : Modélisations mission.

Au total, les besoins en électricité pour la production de e-carburants aériens et maritimes représenteraient entre 13 et 23 TWh/an en 2035. Ces besoins resteraient nettement inférieurs aux surcapacités actuelles du système électrique français. À horizon 2050, les besoins en électricité pourraient dépasser le solde exportateur actuel, dans des scénarios élevés, et nécessiteraient alors des capacités supplémentaires (cf. graphique 6).

¹⁸ Rendement énergétique global de 50 % dans le scénario haut et de 67 % dans le scénario bas.

¹⁹ La mission a utilisé les hypothèses suivantes : stabilité des besoins énergétiques en carburants maritimes en France dans le scénario haut, baisse de 2 % par an dans le scénario bas ; part de carburants de synthèse de 0 % en 2030 et croissance pour atteindre 70 % dans le scénario haut et 60 % dans le scénario bas ; même hypothèse que l'aérien sur les parts d'importation.

Graphique 6 : Besoins en électricité pour la production de carburants de synthèse aériens et maritimes en France (en TWh/an)



Source : Modélisations mission, donnée RTE sur le solde exportateur français en 2025.

Ainsi, à court terme, une production française de carburants de synthèse ne créerait pas de conflits d'usage sur le système électrique. Au contraire, elle offrirait la possibilité d'exploiter les surcapacités électriques françaises pour réduire sa dépendance aux énergies fossiles (cf. 2.1.3).

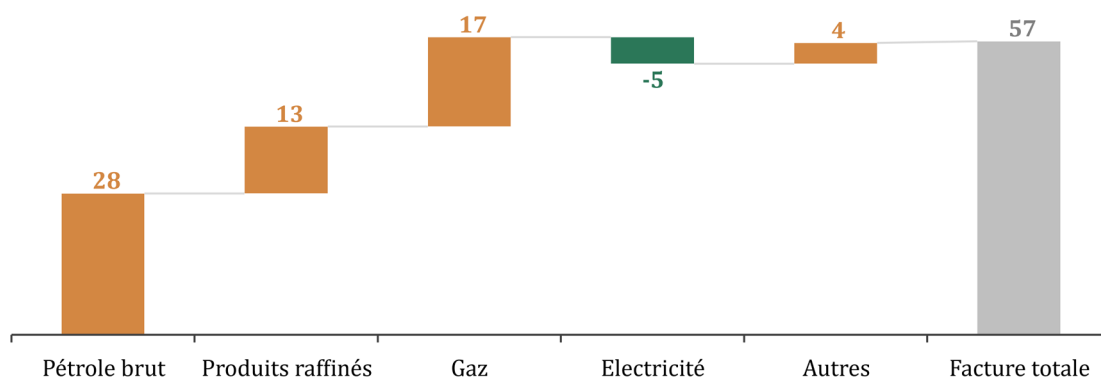
Après 2035, l'intégration d'une production française de carburants dans les capacités électriques françaises apparaît faisable, mais devra faire l'objet d'une planification adaptée. À horizon 2050, la capacité de production électrique française reste notamment soumise à l'enjeu de la fermeture des réacteurs du parc nucléaire historique. Comme le souligne le rapport Futurs énergétiques 2050 de RTE, « l'appareil de production français devra profondément se renouveler [à horizon 2050-2060] pour remplacer une production annuelle de l'ordre de 380-400 TWh »²⁰. La programmation pluriannuelle de l'énergie 3, adoptée en février 2026, apporte une réponse à l'échéance 2035, en prévoyant la prolongation du parc existant, le lancement d'un programme EPR2, ou encore le soutien à l'émergence d'une filière de petit réacteur modulaire (SMR). Cependant, à l'échéance 2050, les incertitudes demeurent sur les capacités de production et la demande, avec des conséquences potentielles sur les disponibilités pour la production de carburants de synthèse. La planification des capacités de production et des usages devra en particulier s'assurer de la gestion des pics de consommation hivernaux. La mise en place de mécanismes permettant une flexibilité des consommations sera en ce sens un facteur déterminant pour le dimensionnement des besoins d'éventuelles capacités supplémentaires. L'actualisation du rapport de prospective de RTE, dont les travaux étaient en cours à la date de la mission, permettra de donner une nouvelle vision sur ces enjeux de long terme.

²⁰ Source : RTE, « Futurs énergétiques 2050 - Principaux résultats », Octobre 2021.

2.1.3. La France reste dépendante énergétiquement et une production locale de carburants de synthèse permettrait de réduire cette dépendance, dans une proportion toutefois marginale

Malgré un solde commercial positif pour l'électricité, la France reste structurellement dépendante par rapport à l'extérieur pour ses approvisionnements énergétiques. En 2024, la facture énergétique française, soit l'opposé du solde commercial relatif à l'énergie, était de 57 Md€. Les produits pétroliers bruts et raffinés forment le premier poste de la facture, avec 41 Md€ cumulés.

Graphique 7 : Facture énergétique française en 2024 (en M€)



Note : une facture positive indique que les montants d'importations sont supérieurs aux montants d'exportations.
Source : Mission d'après SDES.

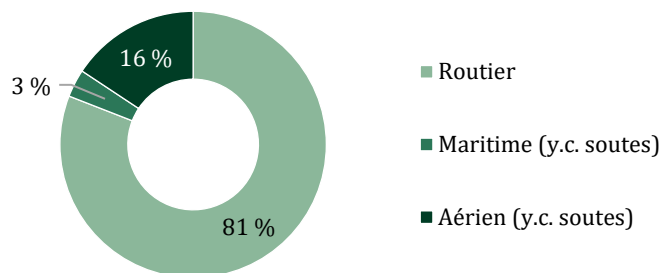
La dépendance énergétique française expose son économie à des chocs potentiels. Ainsi, en 2022, la facture énergétique française avait atteint 126 Md€, suite au déclenchement de la guerre en Ukraine, causant un épisode d'inflation.

Le secteur aérien contribue à la facture énergétique de la France, dans la mesure où celui-ci dépend majoritairement de carburants d'origine pétrolière. En 2023, sur un solde importateur en produits raffinés de 16,6 Md€, le jet kérosène présentait un solde de 3,6 Md€, soit 22 % du solde des produits raffinés et 5 % de la facture énergétique de la France en 2023 (71,4 Md€). En outre, une partie du kérosène consommé en France est raffiné en France à partir de pétrole brut importé (le pétrole brut représentait 27 Md€ d'importations en 2023). À l'inverse, en 2023, la France exportait plus de fioul lourd qu'elle n'en importait, avec un solde importateur de -0,8 Md€²¹.

Le poids des secteurs aériens et maritimes dans la facture énergétique de la France reste néanmoins limité, dans la mesure où ils ne représentent qu'un poids limité dans la consommation de produits raffinés. En 2024, le transport routier représentait ainsi 81 % de la consommation finale de produits pétroliers exprimée en Mtep, contre 16 % pour le secteur aérien et 3 % pour le secteur maritime (cf. graphique 8).

²¹ Source : SDES. Les données détaillées par produit pétrolier n'étaient pas disponibles pour l'année 2024 à la date de la mission.

Graphique 8 : Poids de chaque mode dans la consommation finale de produits raffinés en 2024 (en Mtep)



Note : le mode ferroviaire n'est pas représenté car sa contribution est marginale. Source : Mission d'après SDES.

Ainsi, une production locale de carburants de synthèse pour l'aviation et le maritime s'inscrirait dans une logique stratégique consistant à **exploiter les surcapacités électriques pour réduire la facture pétrolière française** ; mais elle n'y contribuerait à cette réduction que faiblement, dans une proportion moindre qu'une électrification du transport routier, par exemple.

2.2. Localement, les lieux de production nécessitent des raccordements spécifiques, mais le réseau n'éprouvera pas de congestion majeure à court et moyen terme

Les projets de carburants de synthèse intègrent des électrolyseurs de forte puissance, de l'ordre de plusieurs centaines de MW par unité. **Ces unités nécessitent un raccordement spécifique au réseau électrique de transport.**

Certains porteurs de projet rencontrés par la mission ont indiqué que les délais de raccordement électrique avaient contribué à décaler le calendrier prévisionnel de mise en service. Les porteurs de projet nécessitant une puissance au-dessus d'un certain seuil²² transmettent une demande à RTE pour la mise à disposition d'un point de raccordement avec une puissance dimensionnée en conséquence, qui établit ensuite un engagement de droit de raccordement au réseau, qui reste néanmoins peu contraignant du point de vue du consommateur d'électricité. Sur la base de ces demandes, en fonction de ses capacités, RTE peut engager des travaux de raccordement, et ce afin que celui-ci soit opérationnel avant la mise en service de l'usine²³. Le délai de raccordement, entre le moment où est signé une proposition technique et financière (PTF) et la mise en service, est de l'ordre de cinq ans.

Début novembre 2025, la « **file d'attente** » de RTE pour des grands projets industriels **représentait une puissance totale de raccordement d'environ 30 GW**, dont 9,5 GW pour des unités de production d'hydrogène (et 14 GW de *datacenters* et 6,5 GW pour d'autres projets industriels). Sur ces projets, environ la moitié concerne des projets dont une mise en service est prévue pour la période 2025-2029.

²² Le seuil est fixé à 40 MW par l'article 105 de l'arrêté du 9 juin 2020. Les projets de production d'e-CAD sont tous concernés.

²³ Ainsi, par exemple, un projet de production d'hydrogène, le projet Normand'Hy, a ainsi été raccordé au réseau par RTE à l'automne 2025, pour une puissance de 200 MW, tandis que la mise en service du projet est prévue en 2026.

La gestion par RTE de cette file d'attente revêt un enjeu stratégique. Étant donné que les demandes de raccordement ne sont pas engageantes, RTE considère qu'une partie de ces projets ne se réaliseront pas, mais ne dispose pas toujours d'informations sur l'état d'avancement des projets et l'évolution de leur chance d'aboutissement, ce qui implique la présence potentielle de projets « zombies » dans la file d'attente. À la date de la mission, RTE mène des travaux pour revoir ses procédures : son bilan électrique de 2025 indique ainsi que *« le dispositif doit désormais être repensé autour d'un recensement sectoriel des projets pour maximiser les chances d'obtenir des concrétisations industrielles »*. Une délibération de la CRE de juillet 2025²⁴ permet en ce sens à RTE de procéder à la révision de la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau, notamment pour y introduire *« des incitations au bon dimensionnement de la demande de raccordement et à l'avancement des projets »*. Ces démarches vont dans le sens d'une meilleure coordination entre l'avancement des projets industriels et des projets de raccordement.

Le réseau français n'est globalement pas congestionné. Dans son bilan prévisionnel 2025-2035, RTE écrit ainsi que *« le réseau de transport d'électricité français présente aujourd'hui peu de congestions et il est en mesure d'accueillir rapidement les nouveaux usages électriques dans de nombreuses zones du territoire »*.

Cependant, **le développement de grands projets industriels est concentré dans quelques zones du territoire, qui devront faire l'objet d'un renforcement local du réseau à très haute tension.** Dans le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) présenté par RTE en 2024, la méthode proposée consiste à identifier des zones prioritaires. En pratique, RTE a catégorisé les zones en trois niveaux de priorité. Dans les zones les prioritaires (« P1 »), des projets de raccordement sont initiés en anticipation de la signature des engagements de raccordement, dans une logique mutualisée autant que possible, et ces projets sont intégrés par défaut dans la trajectoire d'investissements proposée. Ces zones prioritaires incluent les zones portuaires, sur lesquelles sont localisés plusieurs projets de production de e-CAD (cf. 5.2). Le seul risque identifié par la mission sur ces zones prioritaires est le renforcement de l'alimentation du port de Fos, les projets en développement sur le port nécessitant une puissance importante et la nouvelle ligne à haute tension envisagée se heurtant à une opposition locale²⁵. Dans les zones « P2 », les raccordements sont possibles dans le cadre d'une demande et d'une contractualisation, avec la logique de gestion de la file d'attente décrite *supra*.

Ainsi, la mobilisation de RTE sur l'enjeu de l'électrification de l'industrie est importante pour le raccordement des projets de production de carburants de synthèse sans délais supplémentaires par rapport au calendrier des projets.

²⁴ Délibération de la CRE du 23 juillet 2025 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité.

²⁵ La matrice de risques et opportunités du projet stratégique 2025-2029 du Grand port maritime de Marseille-Fos identifie ainsi comme risque la « *difficulté de l'approvisionnement électrique (5 GW d'ici à 2035 sur la zone industrialo-portuaire)* ». Or, deux projets de production de carburants de synthèse sont envisagés sur le site de Fos : le projet H4 et le projet Néocarb d'Elyse Energy.

3. Les gisements de CO₂ biogénique sont quantitativement suffisants en France mais l’approvisionnement de cet intrant sera un enjeu stratégique

3.1. Une production française de e-carburants nécessiterait entre 5 et 14 Mt de CO₂ biogénique à horizon 2050

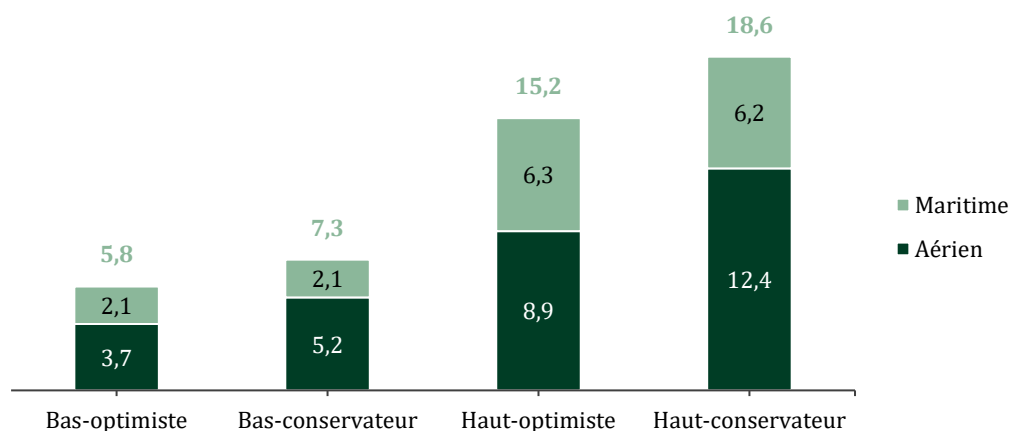
La production de carburants de synthèse nécessite comme intrant du CO₂. Le cadre réglementaire européen implique l’utilisation de carbone biogénique à compter de 2041. La plupart des projets français prévoient de s’alimenter dès leur mise en service par du CO₂ biogénique, en anticipation de cette obligation.

L’Ademe a estimé en 2023 les besoins en CO₂ sur la base des hypothèses présentées en partie 2.1.2, avec de plus les hypothèses suivantes sur les besoins en CO₂²⁶ :

- ♦ la production de e-CAD nécessite entre 0,36 et 0,51 MtCO₂ par TWh de carburant ;
- ♦ la production d’e-méthane nécessite 0,2 MtCO₂/TWh et la production d’e-méthanol nécessite 0,23 MtCO₂/TWh. La production d’ammoniac n’utilise pas de CO₂ comme intrant.

Avec ces hypothèses, l’Ademe conclut que la production de carburants de synthèse en France nécessiterait entre 5,8 et 18,6 Mt de CO₂ biogénique par an à horizon 2050. Dans le scénario le plus élevé, les deux tiers des besoins seraient pour la production de e-CAD (cf. graphique 9).

Graphique 9 : Besoins annuels en CO₂ biogénique pour la production de carburants de synthèse en 2050 dans l’étude de l’Ademe (en TWh)



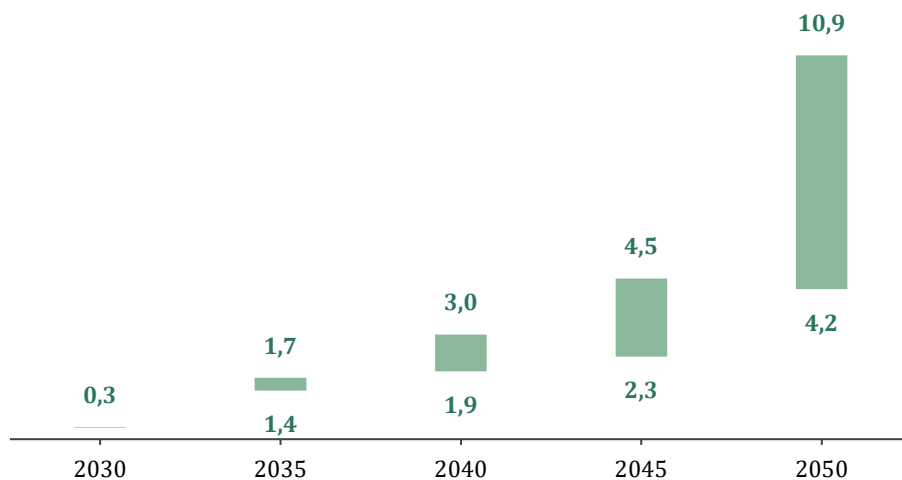
Note : les quatre scénarios correspondent à des variations selon le niveau de demande (« bas » ou « haut ») et selon les performances du système de production (« conservateur » ou « optimiste »). *Source :* Ademe

La mission a également modélisé les besoins en CO₂ biogénique, en s’appuyant sur les hypothèses présentées en 2.1.2. Pour la production d’e-CAD, les modélisations s’appuient sur l’hypothèse supplémentaire que la production d’une tonne de e-CAD nécessitait 4,0 tCO₂ (cf. annexe II). Les modélisations de la mission conduisent à un besoin estimé entre 1,4 et 1,7 MtCO₂ en 2035, et entre 4 et 11 MtCO₂ en 2050 (cf. graphique 10).

²⁶Ademe, « Électro-carburants en 2050 – Quels besoins en électricité et CO₂ ? », octobre 2023.

Annexe III

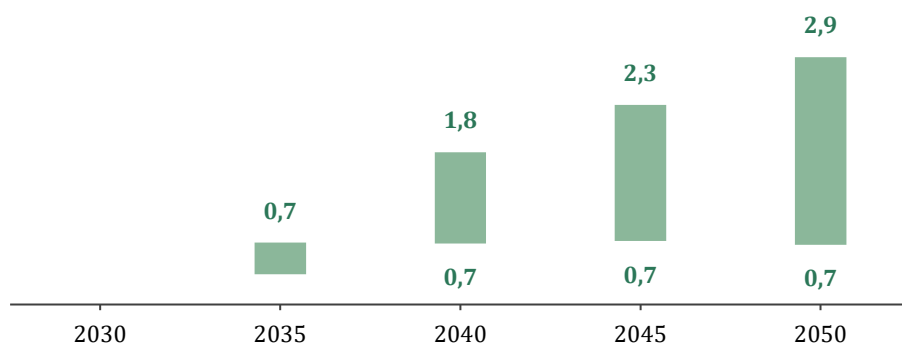
Graphique 10 : Besoins annuels en CO₂ biogénique pour la production de e-CAD en France dans les modélisations de la mission (en Mt)



Source : Modélisations mission.

Pour la production de carburants de synthèse maritimes (e-méthane et e-méthanol), les modélisations utilisent l'hypothèse que la production d'une tonne de e-méthane/e-méthanol nécessitait entre 2,3 et 2,7 tCO₂, soit les coefficients utilisés par l'Ademe dans son étude. Les résultats, présentés sur le graphique 11, présentent une fourchette comprise entre 0,4 et 0,7 tCO₂ en 2035, et entre 0,7 et 2,9 tCO₂ en 2050.

Graphique 11 : Besoins annuels en CO₂ biogénique pour la production de carburants de synthèse maritimes en France dans les modélisations de la mission (en Mt)



Les modélisations de la mission sont proches des scénarios retenus par Natran suite à la concertation menée avec les acteurs du secteur en 2025, qui présentaient un besoin compris entre 0,8 et 2,5 Mt en 2035 (contre 1,8 à 2,4 Mt pour la mission).

3.2. Le gisement sera quantitativement suffisant en France à court et moyen terme, mais l'approvisionnement en CO₂ représentera un enjeu stratégique pour la localisation des projets et au regard de la concurrence potentielle du CCS

L'évaluation de la tension potentielle sur cette ressource nécessite de comparer avec une quantification des gisements de CO₂ biogéniques en France. Le CO₂ biogénique capté à la source peut provenir de différents types d'installations, liées à la production d'énergie (électricité, biocarburants, gaz vert), au traitement des déchets, ou à la production industrielle (par exemple de papeterie ou de cimenterie utilisant de la biomasse).

L'Ademe a réalisé une estimation du gisement en France à partir du registre des émissions polluantes (IREP) en 2021²⁷ à :

- ♦ 6,5 MtCO₂/an en ne considérant que les sites émetteurs de plus de 200 kt/an, dont les émissions peuvent être exploités directement avec un effet d'échelle suffisant ;
- ♦ 16,6 MtCO₂/an en considérant les sites émetteurs de plus de 30 kt/an, dont les émissions pourraient être utilisés dans le cadre d'une collecte mutualisée.

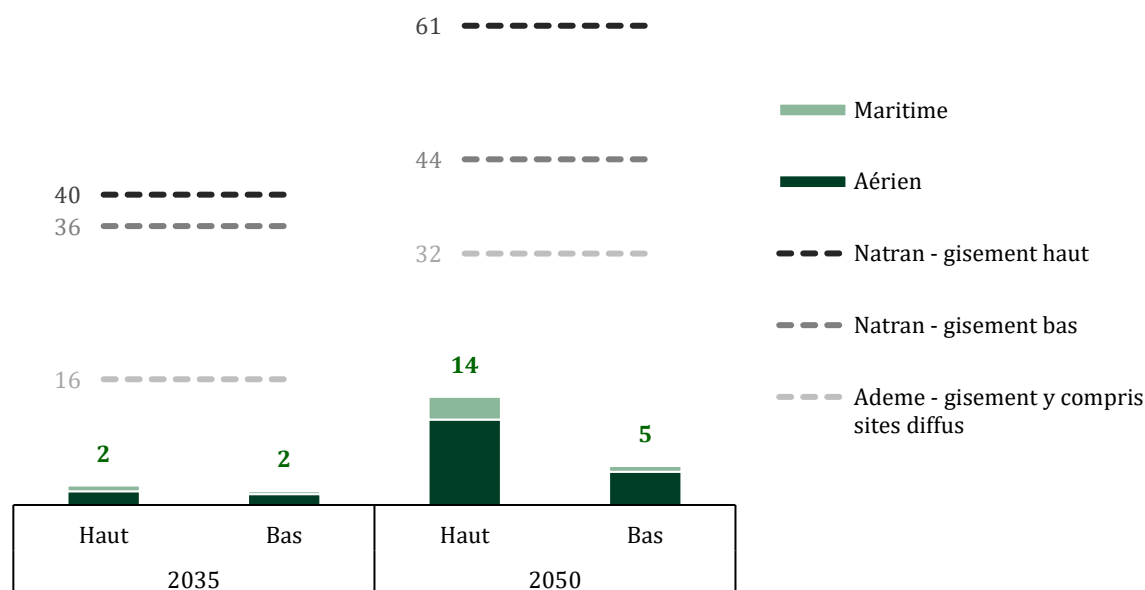
En s'appuyant sur des projections d'activité sectorielles, l'Ademe estime que le gisement de CO₂ biogénique en 2050 serait compris entre 12 et 16 MtCO₂ en ne considérant que les installations émettant plus de 200 kt/an, et entre 32 et 33 MtCO₂ en considérant les installations diffuses (> 30 kt/an).

Dans le cadre de sa concertation menée en 2025, Natran a également réalisé une projection du gisement de CO₂ biogénique à horizon 2050, dans le cadre de la démarche des « Concertations H₂, CO₂ et CH₄ : perspectives d'avenir ». Dans le cadre de ces travaux, des trajectoires de gisement de CO₂ biogénique ont été établies, qui indiquent un gisement de 22 Mt en 2022, 32 Mt en 2030 et compris entre 44 et 61 Mt en 2050. La croissance du gisement entre 2022 et 2050 serait notamment tirée par le développement d'une filière de production de gaz vert, mais qui reste donc soumise à incertitudes.

La comparaison des besoins potentiels pour la filière de carburants de synthèse par rapport aux gisements estimés suggère que la ressource devrait être suffisante aux horizons 2035 et 2050. En effet, le besoin total estimé pour la production de e-carburants aériens et maritimes serait compris entre 5 et 14 MtCO₂ en 2050, soit un niveau inférieur aux gisements estimés par Natran et l'Ademe, en prenant en compte les émetteurs diffus (cf. graphique 12).

²⁷ Source : Ademe, « Électro-carburants en 2050 – Quels besoins en électricité et CO₂ ? », octobre 2023, *op. cit.*

Graphique 12 : Besoins annuels en CO₂ biogénique pour la production en France de carburants de synthèse et comparaison par rapport aux gisements (en Mt)



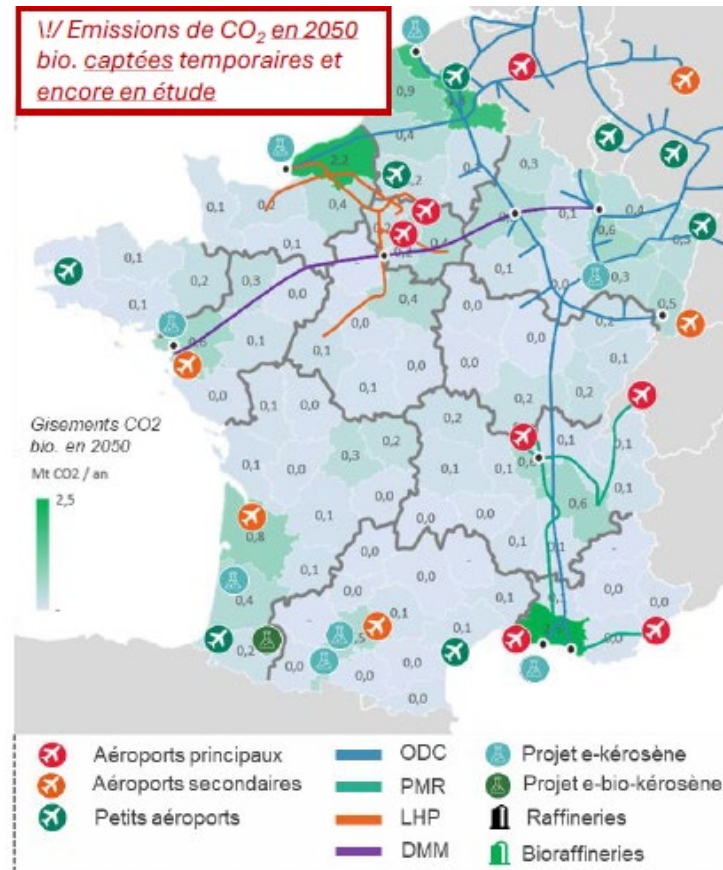
Note : pour l'estimation du gisement Ademe en 2035, le chiffre indiqué sur le graphique correspond au gisement identifié en 2021. *Source :* Modélisations mission, modélisations des gisements par Ademe et Natran.

La ressource en CO₂ biogénique ne devrait donc pas devenir un facteur limitant de la production, mais la mission relève les points d'attention suivants :

- ♦ les coûts de mobilisation du CO₂ (captage et transport) sont variables selon les sources. D'après Natran, ces coûts varient entre 37 €/tCO₂ pour le captage sur des sites de production de biocarburants à 191 €/tCO₂ sur des sites « énergie et déchets », où les flux sortants sont moins purs. Ainsi, la mobilisation du gisement de CO₂ pourra impliquer l'utilisation de sources plus coûteuses, renchérissant alors le coût de production des e-carburants ;
- ♦ les émissions industrielles de CO₂ biogéniques sont diffuses et la valorisation de ces émissions nécessitera la mise en place d'un réseau de collecte et de transport du CO₂. En outre, la localisation des projets de production de e-carburants dépend de la disponibilité de CO₂ biogénique, mais également celle des autres intrants et la présence d'infrastructures logistiques facilitant les débouchés, notamment les oléoducs (cf. figure 1). À la date de la mission, Natran élabore des plans de développement prospectif du réseau CO₂, avec un réseau couvrant 12 MtCO₂ à court terme à partir des principaux hubs d'émissions à court terme, puis jusqu'à 32 MtCO₂ en élargissant à des hubs plus diffus et en interconnectant avec des points de stockage à long terme. La mise en place de tels réseaux de transport doit également s'accompagner de la mise en place d'un cadre de régulation *ad hoc* ;

- ♦ **la concurrence des usages et la concurrence avec le stockage du carbone** pourrait diminuer les ressources disponibles pour les e-carburants. En France, la stratégie nationale Capture, stockage et valorisation du carbone (CCUS), publiée en juillet 2024²⁸, prévoit un soutien public au développement d'une filière de captage et stockage du carbone. L'appel d'offres « Grands projets industriels de décarbonation » s'est matérialisé début 2026, avec quatre projets de captage et stockage parmi les sept lauréats annoncés.

Figure 1 : Modélisation du gisement de CO₂ biogénique en 2050 par département, et infrastructures aéroportuaires et de la logistique du kérosène en 2025



Source : analyses Natran transmises à la mission en février 2026.

Sur le long terme, **le développement des technologies de captage direct du carbone dans l'air** (*direct air capture* ou DAC en anglais) permettrait de relâcher la contrainte sur la ressource en carbone biogénique. Cette technologie reste à la date de la mission peu mûre et présente des coûts près de dix fois supérieurs aux coûts de captage à une source d'émission (entre 1100 et 1300 €/tCO₂²⁹, contre des coûts de captage source compris entre 40 et 200 €/tCO₂, cf. *supra*). À terme, le coût du captage direct dans l'air pourrait décroître du fait d'un apprentissage technologique, mais devrait rester supérieur au coût de captage à un point source³⁰.

²⁸ Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numériques, « État des lieux et perspectives de déploiement du CCUS en France », juillet 2024.

²⁹ De Joannis, P. et al. (2025), « *Direct Air Capture by Monoethanolamine Absorption with Heat Pump Enhancements* », *Industrial & Engineering Chemistry Research*.

³⁰ Young et al. (2023) suggère ainsi que le coût pourrait décroître à horizon 2050 pour se situer dans une fourchette entre 100 et 600 \$/tCO₂, avec des coûts variables selon les géographies. Source : Young, J, et al, (2023), « *The cost of*

Encadré 1 : Combien d'électricité et de CO₂ seraient nécessaires pour produire des e-CAD couvrant l'ensemble des besoins en kérosène de la France ?

Afin d'illustrer le caractère électro-intensif de la production d'e-CAD, la mission a réalisé un calcul maximaliste des besoins en électricité et CO₂ nécessaires pour une production d'e-CAD couvrant l'intégralité des besoins en kérosène en France, soit 6,9 Mt/an (*cf.* annexe I).

En utilisant les ratios indiqués en parties 2.1.2 et 3.1, la mission estime qu'**une production d'e-CAD couvrant l'intégralité des besoins français en carburants d'aviation impliquerait :**

- une consommation électrique comprise entre 230 et 270 TWh par an, soit **environ la moitié de la production électrique totale en France** (550 TWh en 2025 d'après RTE) ;
- une consommation de CO₂ de l'ordre de 28 Mt/an, soit **près de 8 % des émissions totales en équivalent CO₂ de la France** (363 Mt en 2025 d'après le baromètre prévisionnel du CITEPA de janvier 2026) et 84% des émissions de CO₂ biogénique (33Mt/an d'après l'Ademe, *cf. supra*).

Source : Calculs mission et données RTE, Ademe et CITEPA.

4. Les enjeux en termes de consommation de biomasse et d'eau apparaissent quantitativement secondaires mais ces ressources pourraient être en tension à moyen-long terme

4.1. La production de e-bioCAD nécessite de la biomasse, dans des proportions qui devraient rester limitées à court terme, mais dont la demande s'ajoutera à une filière en tension

Une voie de production de carburants de synthèse pour l'aviation repose sur l'utilisation directe de biomasse, pour produire des e-bioCAD, dont une partie pourrait être comptabilisée comme carburant de synthèse au titre de la réglementation ReFuelEU Aviation.

En France, le projet BioTJet, qui doit s'implanter à Lacq (64), repose sur cette voie technologique. Le plan approvisionnement annuel indique un besoin d'environ [...] kt de matières sèches brutes qui se décompose en quatre sources :

- ◆ les résidus agricoles, pour [...] à [...] kt ;
- ◆ les déchets de bois, pour [...] kt ;
- ◆ le bois énergie, pour [...] kt. Un tel volume représenterait moins de 1 % du volume de bois sur pied et de l'accroissement biologique des forêts³¹ ;
- ◆ des matières importées de l'Espagne pour environ [...] kt.

Un développement important de cette voie technologique pour les carburants de synthèse pourrait améliorer la valorisation de la biomasse mais pourrait aussi créer des concurrences d'usage (cf. encadré 2). La mobilisation du bois en France en 2024 représente environ 51 millions de m³/an³². Ce volume reste inférieur à la croissance biologique des forêts avec des produits bois variés en fonction des usages économiques, des essences et des territoires mais les récoltes sont de plus en plus affectées par les crises sanitaires touchant les forêts. La demande induite par les carburants de synthèse pourrait entraîner une concurrence d'usage sur la biomasse.

Encadré 2 : Combien de biomasse serait nécessaire pour produire des e-bioCAD couvrant l'ensemble des besoins en kérosène de la France ?

La mission a également réalisé un calcul des besoins en biomasse si l'intégralité des besoins en kérosène en France, soit 6,9 Mt/an étaient couverts par une production d'e-bioCAD. Une telle production consommerait de l'ordre de 28 Mm³ de bois sec/an, sous l'hypothèse qu'1 m³ de bois sec absorbe 1 tonne de CO₂, soit 55 % de la production totale de France métropolitaine (51 Mm³ d'après l'Observatoire des forêts françaises) et 107 % de la production pour le bois énergie (26,1 Mm³ d'après l'IGN)

Source : Calculs mission et données IGN et Observatoire des forêts françaises.

³¹La forêt des Pyrénées représente 129 millions de m³ de bois vivant en forêt. Source : IGN, « Les forêts de mon territoire », portail d'information consulté en février 2026.

³² Observatoire des forêts françaises, « Récolte de bois actuelle et passée », décembre 2024.

4.2. Le besoin en eau sera quantitativement marginal au regard des prélèvements actuels mais la production pourrait être affectée par des tensions plus fréquentes sur les ressources hydriques à long terme

Les prélèvements d'eau sur l'ensemble de la chaîne de production des carburants de synthèse resteraient de l'ordre du 1 ‰ des prélèvements nationaux, mais certains projets pourraient être confrontés à des risques conjoncturels de sécheresse.

La consommation d'eau provient principalement de l'opération d'électrolyse de l'eau nécessaire à la production d'hydrogène. L'eau nécessaire à l'électrolyse doit être d'une grande pureté. Les contaminants peuvent en effet affecter les performances des électrolyseurs ou entraîner un phénomène de corrosion. Il est à souligner que les procédés d'électrolyse de l'eau et de captage du CO₂ consommeront de l'eau tandis que l'eau utilisée pour le refroidissement et le nettoyage des électrolyseurs et des équipements permettant la synthèse des e-fuels pourra être en grande partie restituée au milieu naturel.

La mission a estimé le besoin en eau d'une production française d'e-CAD sur la base des hypothèses présentées en partie 2.1.2, et en utilisant un coefficient de 38 litres d'eau par kg de carburant produit, d'après les données de l'observatoire français des e-fuels (2024) et de Colelli et al. (2026)³³. Sous ces hypothèses, les besoins en eau pour la production d'e-CAD en France s'élèveraient entre 41 et 104 millions de m³ par an en 2050.

Tableau 3 : Besoins en eau pour la production de e-CAD en France à horizon 2050, d'après les modélisations de la mission (en millions de m³ par an)

Scénario	2030	2035	2040	2045	2050
Haut	3,2	17	28	44	104
Bas	3,1	13	18	22	41

Source : Mission.

Les volumes des besoins seraient faibles au regard des prélèvements actuels en France. Ainsi, en 2022, 29 milliards de m³ d'eau douce ont été prélevés en France, hors production hydroélectrique. Les besoins pour les carburants de synthèse devraient donc représenter de l'ordre de 0,1 et 0,4 % des prélèvements à horizon 2050.

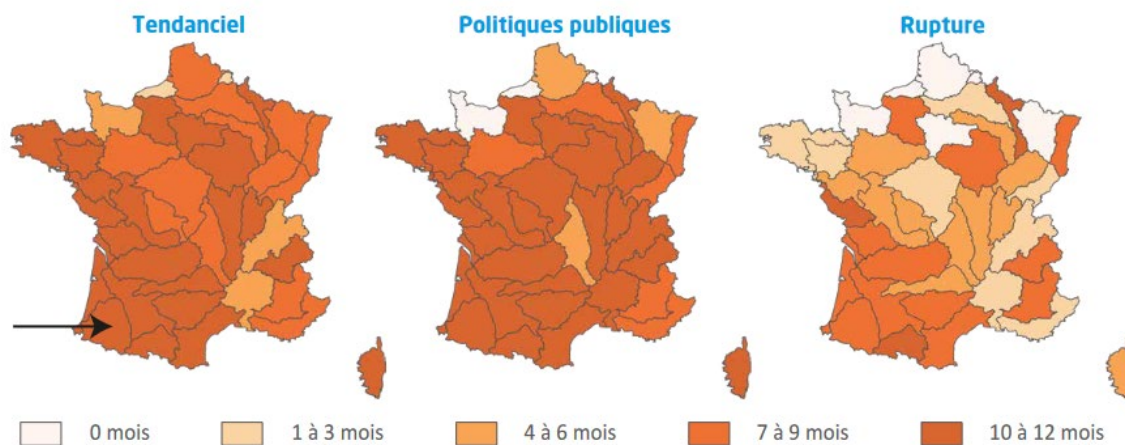
Les projets pourraient cependant être confrontés à des situations conjoncturelles de sécheresse qui sont amenées à devenir plus fréquentes. Le Haut-Commissariat à la stratégie et au plan a mené en 2025 des travaux de prospectives sur les ressources et la demande en eau à horizon 2050³⁴. Leur analyse montre que toutes les régions pourraient avoir des mois de déficits en eau, selon les scénarios étudiés (cf. figure 2).

³³ Selon Colelli et al. (2026), le reformage du méthane à la vapeur (RMV) nécessite environ 11,7 kg d'eau par kg d'hydrogène, tandis que l'hydrogène produit par électrolyse peut nécessiter jusqu'à 30 kg d'eau par kg d'hydrogène, en comptant l'ensemble des besoins (y compris l'eau utilisé pour le refroidissement et le nettoyage, qui est restituée ensuite). La pure consommation d'eau de la phase d'électrolyse est de l'ordre de 11 L/kgH₂. L'observatoire français des e-fuels reprend le même ratio pour la phase d'électrolyse, et y ajoute les besoins pour la capture du CO₂, de l'ordre de 2,15 L/kgCO₂. En considérant des besoins de 4,0 kg de CO₂ et de 2,7 kg d'H₂ par kg d'e-CAD produit, on obtient le ratio de 38 L par kg d'e-CAD. Sources : Colelli et al. (2026), « *Liquid e-fuels for a sustainable future: A comprehensive review of production, regulation, and technological innovation* », *Energy Conversion and Management* ; Observatoire français des e-fuels, « Faire dès maintenant de la France un champion européen des e-fuels pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde », septembre 2024.

³⁴ Haut-Commissariat à la stratégie et au plan, « L'eau en 2050 : graves tensions sur les écosystèmes et les usages », juin 2025.

Annexe III

Figure 2 : Nombre de mois au cours desquels la situation hydrique calculée via les prélèvements s'aggrave entre 2020 et 2050



Note : Les cartes présentent les mois des périodes sèches (printemps-été), selon les modèles hydrologiques ORCHIDEE ou SMASH et les scénarios d'usage de l'eau : tendanciel, soutenu par des politiques publiques ou rupture des rythmes de prélèvement. Source : Haut-Commissariat à la stratégie et au plan (2025).

5. Une production de carburants de synthèse contribuerait à la réindustrialisation et pourrait en particulier représenter une opportunité stratégique pour les ports français

5.1. La production de carburants de synthèse permettrait de créer des emplois industriels mais la filière est peu intensive en main d'œuvre

Une production française de carburants de synthèse peut renforcer le secteur de l'industrie française mais contribuerait modestement à la création d'emplois industriels en France. La production de carburants n'est pas une activité particulièrement intensive en main d'œuvre, mais le fonctionnement en continu des unités de production nécessiterait le travail de plusieurs équipes d'exploitation par site. En phase d'exploitation, les quatre projets lauréats de l'appel à projet Carb'Aéro induiraient [500 - 600] emplois directs, et de l'ordre de [1 000 - 1 500] emplois indirects (fournisseurs – y compris électricité –, logisticiens, certification, etc.), pour une production d'environ 283 kt de carburants de synthèse, d'après les données des porteurs de projets synthétisées dans le tableau 4. Au-delà des emplois créés en phase d'opération, les projets de carburant de synthèse contribuent à la création d'emplois en phase de recherche et développement, de conception du projet et en phase de construction.

Tableau 4 : Emplois directs et indirects créés par les quatre projets lauréats de Carb'Aéro en phase d'opération, d'après les porteurs de projet

Projet	Emplois directs créés	Emplois indirects créés
BioTJet	[...]	[...]
France KerEAUZen	[...]	[...]
Take Kair	[...]	[...]
Dézir	[...]	[...]
Total	[500 - 600]	[1 000 - 1 500]

Source : Porteurs de projet, données transmises dans la réponse à l'appel d'offre.

Selon l'observatoire économique des e-fuels³⁵ (2024), les 10 projets de carburants de synthèse (maritimes et aériens) représentant une capacité de production cumulée de 396 ktep pourraient créer 3 705 emplois en France, en comptant les emplois directs et indirects. En extrapolant ces créations d'emploi sur une production de 1,1 à 2,7 Mt de e-CAD en 2050 (cf. 2.1), la production française pourrait représenter entre 10 000 et 25 000 emplois industriels en 2050 (directs et indirects). À titre de comparaison, Air France emploie 38 000 salariés³⁶ et l'industrie française 3,4 M de salariés en équivalent-temps-plein³⁷. Cette filière représenterait donc un nombre quantitativement réduit d'emplois, d'autant que des emplois seront détruits par ailleurs dans la filière du kérosène fossile. Néanmoins, une production française permettrait de s'inscrire la dynamique de réindustrialisation : ainsi, si l'emploi salarié a diminué d'environ 21 % entre 2000 et 2022 (soit 868 000 emplois en moins sur la période), il augmente légèrement depuis 2016³⁸.

³⁵ Observatoire français des e-fuels, « Faire dès maintenant de la France un champion européen des e-fuels pour décarboner l'industrie et la mobilité lourde », septembre 2024.

³⁶ Air France, « Présentation de l'entreprise », diaporama d'avril 2025.

³⁷ Insee, « Les entreprises industrielles en 2023 : diverses par leurs activités, plus grandes, productives et internationalisées que les autres », décembre 2025.

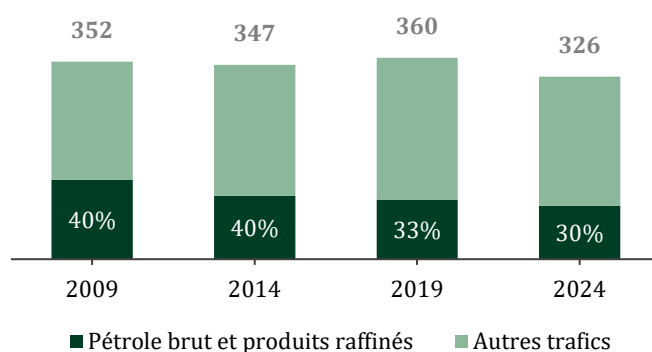
³⁸ Insee, « Les entreprises en France – édition 2023 – Emploi », décembre 2023.

5.2. Les carburants de synthèse pourraient permettre de diversifier l'activité des ports français et d'augmenter leur attractivité

5.2.1. Les projets de production de carburants de synthèse permettraient de diversifier l'activité des ports, encore largement dépendante des énergies fossiles

L'activité des ports français reste en partie dépendante des hydrocarbures. En 2024, le pétrole brut et les produits raffinés représentaient 96 Mt de produits entrants et sortants des ports français, soit 30 % du trafic total en tonnes. Cette dépendance tend à diminuer mais à un rythme limité depuis 2019 (cf. graphique 13).

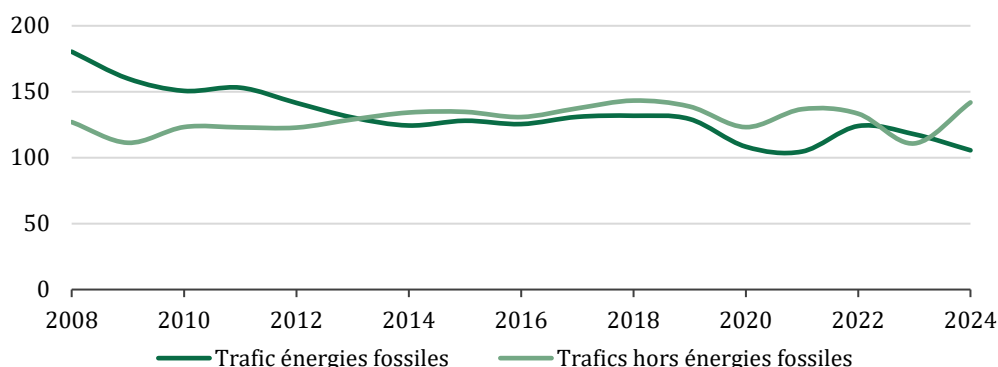
Graphique 13 : Trafics entrants et sortants dans les ports français (en Mt) et part du pétrole brut et des produits raffinés



Source : Mission d'après SDES.

La dépendance aux produits fossiles est particulièrement marquée dans les grands ports maritimes (GPM), où le trafic lié aux produits pétroliers représente près de la moitié du trafic en tonnes, même si cette proportion tend à diminuer au cours du temps (cf. graphique 14). **Par ailleurs, plus de 60 % du stockage national de produits pétroliers est situé dans les GPM³⁹ et cinq des six raffineries de France métropolitaine sont situées dans ou à proximité de ceux-ci⁴⁰.**

Graphique 14 : Trafic lié aux énergies fossiles et autres trafics dans les grands ports maritimes (en Mt)



Source : DGITM /GPM.

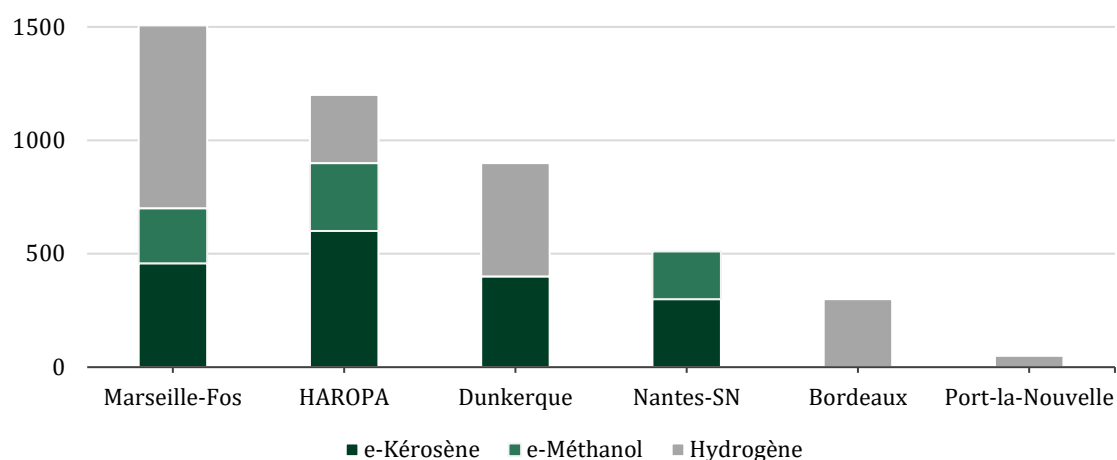
³⁹ Source : Comité professionnel du pétrole, « *L'intégral pétrole 2020* », 2021.

⁴⁰ Gonfreville et Gravenchon près du Havre, Donges près de Nantes, et Fos-sur-Mer et Lavéra près de Marseille.

La transition vers la neutralité carbone représente donc une perte d'activité potentiellement substantielle pour les ports français. Ceux-ci mènent alors une stratégie active de diversification, en particulier tirée par le développement d'industrie liée à la transition écologique. Ainsi, en 2023, 11 Md€ d'investissement privés dans les zones industrialo-portuaires françaises ont ciblé des projets dans le secteur des industries vertes⁴¹.

Les ports représentent des lieux d'implantation stratégique pour les projets de production de carburant de synthèse. Ils rassemblent en effet des disponibilités foncières, la présence d'un bassin industriel préexistant (donc d'une main-d'œuvre formée), de sites émetteurs de gaz à effet de serre, et des facilités pour exploiter et/ou transporter les débouchés de la production. Ainsi, les projets de carburants de synthèse recensés en mai 2025 dans les grands ports représentaient une capacité électrolytique cumulée de 3,7 GW, d'après le recensement réalisé par la DGITM en mai 2025 (cf. graphique 15).

Graphique 15 : Capacité électrolytique des projets de production d'hydrogène recensés dans les grands ports maritimes en mai 2025, par produit fini (MW)



Source : DGITM.

En outre, l'intégration progressive des carburants durables devrait impliquer des importations et nécessitera alors des infrastructures portuaires permettant l'importation de carburants alternatifs. Ceux-ci pourront cependant s'insérer dans les infrastructures existantes, dans la mesure où le transport de ces carburants se fait dans les mêmes conditions que leurs équivalents fossiles.

En revanche, le développement du transport de l'hydrogène impliquerait des infrastructures spécifiques. Plusieurs projets structurants sont notamment portés par Natran pour relier le port de Marseille-Fos à l'Allemagne *via* Nancy (projet Hy-Fen), à certains sites de son hinterland comme Manosque (projet Hynframed), ou encore à Barcelone (projet BarMar, porté par Natran, Teréga et Enagas). Ces infrastructures pourraient à terme être utilisées dans le cadre de la production de carburants de synthèse, dans le cas où la production se ferait sur des sites dissociés entre la production d'hydrogène et la synthèse du carburant. La mission n'a cependant pas identifié de projet reposant sur ce modèle.

⁴¹ Source : DGITM, chiffre transmis à la mission.

5.2.2. La disponibilité de carburant de synthèse au soutage peut devenir un facteur d'attractivité des ports français à terme

La disponibilité de carburants de synthèse pourrait augmenter la valeur ajoutée d'une escale pour les ports français. En effet, les navires ne réalisent pas de ravitaillement en carburants à chacune de leurs escales. La présence d'une offre d'avitaillement en carburants de synthèse, permettant aux armateurs d'atteindre leurs objectifs de décarbonation, pourrait conduire à ce que plus de navires en escale réalisent un soutage, et augmenterait ainsi la valeur ajoutée d'une escale du point de vue du port.

En outre, la disponibilité de carburants de synthèse au soutage pourrait devenir un facteur d'attractivité des ports pour attirer de nouveaux trafics. En effet, le choix des ports d'escale par les armateurs repose sur une optimisation des routes, des coûts et des contraintes opérationnelles. Parmi ces dernières, la compétitivité des services de ravitaillement en carburant occupent une place importante. Dans ce contexte, la disponibilité de carburants alternatifs pourrait devenir un facteur d'attractivité à moyen terme.

Ainsi, la stratégie nationale portuaire, adoptée en 2021, prévoit le déploiement de la disponibilité de carburant alternatif dans les GPM⁴². À la date de la mission, les principales initiatives mises en place relèvent de l'avitaillement en gaz naturel liquéfié (GNL)⁴³.

⁴² Objectif stratégique n° 8 : « Assurer une production et fourniture multi-énergies propres pour offrir un approvisionnement en carburants alternatifs pour les navires dans le cadre d'un schéma national ».

⁴³ Le rapport 2024 sur l'Observation de la performance portuaire et des chaînes logistiques, publié par la DGITM, identifie ainsi des projets d'équipements permettant l'avitaillement en GNL dans les ports de Marseille-Fos, Dunkerque, et Nantes Saint-Nazaire.

ANNEXE IV

Outils de politique publique pour soutenir l'émergence en France d'une filière de production de carburants de synthèse

SOMMAIRE

1. LE PROGRAMME HORIZON EUROPE ET LE FONDS POUR L'INNOVATION PERMETTENT DE STIMULER L'OFFRE EUROPÉENNE DE CARBURANTS DE SYNTHÈSE EN FINANÇANT LA RECHERCHE ET LE DÉVELOPPEMENT AINSI QUE LES COÛTS D'INVESTISSEMENT DES PROJETS.....	1
1.1. Le programme Horizon Europe est l'un des leviers d'investissement à mobiliser pour financer la recherche et le développement des projets français de carburants de synthèse.....	2
1.2. Le Fonds pour l'innovation, créé en 2020, peut financer jusqu'à 60 % des coûts d'un projet, incluant le financement des coûts d'investissement	3
1.3. Le plan d'investissement pour un transport durable (STIP), publié en 2025, prévoit de mobiliser 2,9 Md€ d'ici fin 2027 pour décarboner en priorité le transport européen aérien et maritime	5
2. LES CARBURANTS DE SYNTHÈSE NE PRÉSENTENT PAS DE CARACTÈRE SUFFISAMMENT STRATÉGIQUE POUR JUSTIFIER, AU NIVEAU NATIONAL, DES MESURES TELLES QUE LA MOBILISATION D'ACHATS DU MINISTÈRE DES ARMÉES OU LA CRÉATION D'UN FONDS D'INVESTISSEMENT, À L'IMAGE DU FONDS POUR LES MÉTAUX CRITIQUES.....	6
2.1. Les subventions nationales, via l'appel à projets Carb'Aero de l'Ademe, et régionales soutiennent les études d'ingénierie des porteurs de projets d'e-CAD.....	6
2.2. Le fonds dédié aux métaux critiques (FMC) visant à sécuriser l'approvisionnement français en minerais et métaux rares n'apparaît pas répliquable pour soutenir l'approvisionnement français en carburants durables.....	7
2.3. L'achat par le ministère des armées d'une production française d'e-CAD ne représenterait qu'un intérêt limité en termes de souveraineté militaire, au prix d'un surcoût élevé.....	9
2.3.1. <i>En 2024, le ministère des armées a acheté 516 M€ de carburants d'aviation, soit environ 8 % de l'ensemble en France</i>	<i>9</i>
2.3.2. <i>Les usages militaires ne sont pas soumis au règlement ReFuelEU et les volumes achetés par le ministère des armées seront trop faibles pour garantir l'émergence d'une filière</i>	<i>10</i>
3. RECONNAÎTRE AU NIVEAU EUROPÉEN LES PPA NUCLÉAIRES ET DÉVELOPPER LE MARCHÉ DES PPA RENOUVELABLES SOUTIENDRAIT L'ÉMERGENCE D'UNE FILIÈRE E-CAD PLUS COMPÉTITIVE.....	12

4. SI LES MÉCANISMES DE <i>CONTRACT-FOR-DIFFERENCE</i> (CFD) ET DE DOUBLE ENCHÈRE SONT ÉQUIVALENTS ÉCONOMIQUEMENT POUR SOUTENIR L'ATTEINTE DE LA DÉCISION FINALE D'INVESTISSEMENT, LA DOUBLE ENCHÈRE APPARAÎT PLUS ADAPTÉE POUR SOUTENIR L'ÉMERGENCE DE LA FILIÈRE D'E-CAD.....	14
4.1. Le mécanisme du <i>contract-for-difference</i> (CfD) permet d'assurer au porteur du projet l'écoulement de sa production à un prix de référence fixé à l'avance, limitant ainsi le risque de marché.....	14
4.2. Un dispositif de double enchère permettrait de soutenir l'atteinte de la décision finale d'investissement pour les premiers projets d'e-CAD	16
4.2.1. <i>Le mécanisme de double enchère permet d'atténuer le risque de marché sans les inconvénients du CfD.....</i>	16
4.2.2. <i>La Banque européenne de l'hydrogène a lancé trois enchères pour soutenir l'émergence du marché de l'hydrogène renouvelable, autorisant le soutien à l'offre au niveau national, sans préjudice du non-respect du régime des aides d'État.....</i>	18
4.2.3. <i>La Commission souhaite lancer en 2026 un premier appel d'offres pilote de double enchère pour les e-carburants au niveau européen, ce qui nécessiterait des engagements financiers importants de la puissance publique.....</i>	19
5. LES DISPOSITIFS DE GARANTIE FINANCIÈRE PUBLIQUE ONT UN EFFET DE LEVIER EN DETTE BANCAIRE QUI PERMET DE BAISSER LE COÛT DE FINANCEMENT DES PROJETS	21
5.1. La banque européenne d'investissement (BEI) dispose d'instruments financiers qui sont en partie dédiés à des projets climatiques et environnementaux	21
5.2. La garantie des projets stratégiques (GPS) est un dispositif à effet de levier porté par Bpifrance Assurance Export pour le compte de l'État.....	22
6. LES MÉCANISMES DE TARIFICATION DU CARBONE RÉDUISENT LE DIFFÉRENTIEL DE COÛT ENTRE LES CARBURANTS FOSSILES ET DURABLES ET GÉNÈRENT DES RECETTES DONT LE PRODUIT PEUT ÊTRE RÉINVESTI POUR SOUTENIR LA DÉCARBONATION	24
6.1. Le CORSIA est un mécanisme mondial de compensation et de réduction des émissions de CO ₂ des vols internationaux obligatoire à partir de 2026.....	24
6.2. Les recettes du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (SEQE-UE ou ETS en anglais) ne sont pas fléchées vers les e-CAD.....	25
6.2.1. <i>Le marché du carbone européen, qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre, a été étendu à l'aviation en 2012 et au maritime en 2024..</i>	25
6.2.2. <i>Le SEQE appliqué à l'aviation couvre les vols intra-européens, soit 32 % des émissions du secteur, avec un signal-prix faible (20 €/tCO₂).....</i>	26
6.2.3. <i>Les compagnies aériennes, incorporant des CAD, peuvent bénéficier de quotas gratuits (free SAF Allowances) qui couvrent le différentiel de prix entre les CAD et le kérosène fossile, à un prix plus incitatif pour les e-CAD</i>	27
6.2.4. <i>Les recettes prévisionnelles issues de l'ETS aviation, estimées à 13 Md€ pour 2030-2039, permettraient de couvrir le différentiel de prix des deux tiers des besoins de production d'e-CAD européens pour 2030</i>	29
6.3. L'extension aux CAD du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) pourrait soutenir l'offre.....	30

7. LE LEVIER FISCAL SEUL APPARAÎT LIMITÉ POUR SOUTENIR LE DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE, MAIS DES RECETTES FISCALES SUPPLÉMENTAIRES PERMETTRAIENT DE SOUTENIR L'AMORÇAGE DE PROJETS	31
7.1. Les leviers fiscaux existants sont peu incitatifs à la création de nouvelles unités de production d'e-CAD, tandis que la refonte de la TIRUERT dans l'IRICC, dispositif non fiscal, pourrait constituer un levier de structuration de la filière des carburants de synthèse maritime	31
7.1.1. <i>Les cibles d'incorporation de carburéacteurs durables, prévues par la TIRUERT, ont été atteintes par le secteur aérien entre 2022 et 2024.....</i>	<i>31</i>
7.1.2. <i>Le projet de mécanisme incitant le secteur maritime à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) tel qu'il est actuellement calibré apparaît adapté pour avoir un effet catalyseur sur l'émergence de la filière de carburants de synthèse pour le maritime</i>	<i>33</i>
7.1.3. <i>Le crédit d'impôt sur les carburants d'aviation durable, voté en loi de finances pour 2025 mais pas entré en vigueur début 2026, ne concernera pas les carburants de synthèse.....</i>	<i>35</i>
7.2. Les transports aérien et maritime bénéficient d'une fiscalité allégée qui comprend des dispositifs fiscaux défavorables à leur décarbonation.....	36
7.3. La hausse du tarif de solidarité (ex-TSBA), dont les recettes sont de l'ordre de 1,3 Md€ par an, pourrait permettre d'augmenter les recettes fiscales pour financer la production nationale d'e-CAD.....	39
8. LE MÉCANISME DE DOUBLE ENCHÈRE FIGURE PARMI LES OUTILS DE POLITIQUE PUBLIQUE LES PLUS EFFICACES POUR SOUTENIR L'ÉMERGENCE DE LA FILIÈRE	42

Bien que la faisabilité technique des carburants de synthèse soit avérée, l'accès à une production en volumes suffisants, rentable pour les producteurs de ces carburants mais à des coûts abordables constitue un défi majeur. La majorité de projets français et mondiaux reste au stade d'études avant la décision finale d'investissement (FID). Actuellement, le modèle économique de production des carburants de synthèse est limité par plusieurs obstacles, notamment des coûts de production quatre à dix fois supérieurs à ceux du kérosène conventionnel (*cf.* annexe II), des infrastructures de production de matières premières et de carburant limitées (*cf.* annexe III), ainsi que des risques et des coûts d'investissement perçus comme élevés. Tant que ces obstacles persisteront, des interventions publiques seront nécessaires pour développer la production de carburants de synthèse à l'échelle industrielle.

Le prérequis indispensable à l'émergence de la filière repose sur des réglementations européenne et française stables dans le temps qui imposent l'incorporation de carburants d'aviation durable de synthèse (e-CAD)¹. La présente annexe est consacrée à l'analyse de l'efficacité des dispositifs de soutien à l'offre, à la demande et à l'intermédiation du marché des carburants de synthèse pour dépasser les freins et obstacles au passage à une échelle industrielle identifiés par la mission².

L'appréciation a été effectuée au regard des critères susceptibles de rendre économiquement viables les unités de production et de susciter l'effet de levier le plus élevé possible pour catalyser l'atteinte de la FID des projets d'e-CAD : critères de faisabilité, analyse du rapport coûts-bénéfices ou avantages-inconvénients, impact de l'objectif et du résultat visés par le dispositif sur l'atteinte de la FID. La mission a privilégié les critères d'impact limité sur les finances publiques et de neutralité technologique et industrielle de l'État.

L'annexe identifie également les leviers fiscaux incitatifs à la création d'unités de production d'e-CAD, dans un contexte de fiscalité allégée des secteurs aérien et maritime où les marges de manœuvre sont limitées.

1. Le programme Horizon Europe et le Fonds pour l'innovation permettent de stimuler l'offre européenne de carburants de synthèse en finançant la recherche et le développement ainsi que les coûts d'investissement des projets

D'après la Banque européenne d'investissement (BEI)³, **l'atteinte des cibles de décarbonation de l'UE à horizon 2035 requiert des investissements significatifs, de l'ordre de 50 Md€ pour les usines de production de bio-carburants et de carburants de synthèse.** Pour les carburants de synthèse, des investissements additionnels dans la production d'hydrogène, la capture du carbone et l'électricité renouvelable sont nécessaires, portant le montant cumulé des investissements à **200 à 300 Md €**. Les projets sont actuellement jugés encore très risqués par les banques et investisseurs privés.

¹ *Cf.* annexe I.

² *Cf.* annexes I à III.

³ BEI, *Sustainable liquid fuels- technology, regulation and market background*, Octobre 2024.

1.1. Le programme Horizon Europe est l'un des leviers d'investissement à mobiliser pour financer la recherche et le développement des projets français de carburants de synthèse

Horizon Europe (2021-2027) est le principal programme de financement de l'Union européenne pour la recherche et l'innovation. Ce programme, successeur du **programme Horizon 2020 sur la période 2014-2020 (77 Md€)**, est doté d'un **budget indicatif de 93,5 Md€ pour la période 2021-2027**, dont 5,4 Md€ au titre de NextGenerationEU. Il a pour objectifs de renforcer les bases scientifiques et technologiques de l'Union, stimuler sa compétitivité, y compris celle de son industrie, concrétiser les priorités politiques stratégiques de l'Union et contribuer à répondre aux problématiques mondiales, dont les objectifs de développement durable.

D'après l'Organisation de l'aviation civile internationale (OACI)⁴, **le programme Horizon Europe a financé 119 projets de carburants d'aviation durable (CAD) avec un budget de 493 M€ sur la période 2014-2023.** La mission a recensé les projets européens suivants d'e-CAD, engagés dans des démarches de recherche et développement amont, ayant bénéficié des subventions au titre du programme Horizon 2020 ou Horizon Europe :

- ♦ Le projet KEROGREEN (Pays-Bas) intégralement financé par une subvention de 4,95 M€ de l'UE sur la période 2018-2022 (programme Horizon 2020)⁵ ;
- ♦ Le projet TAKE-OFF (Pays-Bas), financé par l'UE à hauteur de 4,99 M€ sur un coût total de 5,34 M€, sur la période 2021-2024 (Horizon Europe)⁶ ;
- ♦ Le projet de recherche JETSCREEN (« *JET Fuel SCREENing and Optimization* ») a mobilisé un consortium comprenant notamment plusieurs sociétés du Groupe Safran, afin d'établir un premier référentiel du comportement des carburants durables par rapport au kérosène et de comprendre ses effets sur les équipements d'un aéronaf. L'objectif du projet JETSCREEN était de développer des outils destinés à appuyer l'approbation rapide et rentable de nouveaux carburants produits à partir d'un large éventail de matières premières. Le projet, coordonné par l'Allemagne, a été financé intégralement par l'UE à hauteur de 7,45 M€ sur la période de juin 2017 à octobre 2020⁷.

Dans le cadre du pilier 2 du programme Horizon Europe « *Problématiques mondiales et compétitivité industrielle* » (2021-2027), deux appels à projets concernant les carburants produits à partir d'électricité renouvelable (RFNBO) ont été lancés en 2025 pour des subventions entre 2 et 20 M€ et un taux de co-financement entre 70 et 100 % du total des coûts éligibles :

- ♦ HORIZON-CL5-2026-02-D3-01 (*Large-scale production of liquid advanced biofuels and renewable fuels of non-biological origin*) pour un budget de 33 M€. L'appel à candidatures s'est terminé le 16 février 2026 ;
- ♦ HORIZON-CL5-2026-02-D3-02 (*Competitiveness, energy security and integration aspects of advanced biofuels and renewable fuels of non-biological origin value chains*) pour un budget de 8 M€.

Dans le cadre du **prochain budget à long terme de l'UE pour la période 2028-2034**, la Commission a proposé le 16 juillet 2025 de doubler le budget du programme-cadre pour la recherche et l'innovation pour le porter à **175 milliards d'euros**.

⁴ OACI, *ICAO Guidance on policy measures for sustainable aviation fuels (SAF) development and deployment*, octobre 2024.

⁵ Source : projet DOI: 10.3030/763909.

⁶ Source : projet DOI : 10.3030/101006799.

⁷ Source : DOI 10.303/723525.

L'« **aviation propre** » fait partie des projets sur lesquels la Commission souhaite concentrer les investissements. Ainsi, le soutien public aux études est particulièrement attendu pour accompagner le dé-risquage des projets. Par ailleurs, ce type de dispositif donne de la crédibilité aux projets en envoyant un signal politique fort auprès des investisseurs.

Par ailleurs, les autorités françaises estiment que **le programme pour les infrastructures de carburants alternatifs (Alternative Fuels Infrastructure Facility-AFIF)** du volet Transports du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE-T) pourrait être adapté pour correspondre davantage à la réalité opérationnelle du secteur⁸. Dans l'ensemble, les autorités françaises considèrent que l'Union européenne a les atouts pour devenir pionnières de ces technologies d'e-CAD qui pourront ensuite être exportées.

1.2. Le Fonds pour l'innovation, créé en 2020, peut financer jusqu'à 60 % des coûts d'un projet, incluant le financement des coûts d'investissement

Les financements en fonds propres et en capital, tels que le Fonds pour l'innovation, permettent de réduire les besoins financiers et les risques financiers des porteurs de projet. Ce soutien au **financement d'infrastructures** (usines, infrastructures de transport ou logistique de carburants) permet aussi de soutenir l'investissement en capital du secteur privé dans ce type de projets.

Le Fonds pour l'innovation, créé en 2020⁹, est une enveloppe de 40 Md€⁴ sur dix ans (2020-2030) dont les recettes proviennent de l'ETS¹⁰ et servant à financer des projets et technologies nécessaires à l'atteinte des objectifs climatiques. Les objectifs sont les suivants : aider les investissements dans les énergies propres et l'industrie, stimuler la croissance économique, contribuer à la création d'emploi durable, renforcer la compétitivité technologique de l'Europe.

En 2023, la révision de la directive relative au système d'échange de quotas d'émission de l'UE a renforcé le Fonds pour l'innovation : élargissement de la taille du fonds, prise en compte de nouveaux secteurs tels que le maritime et l'aérien, introduction de nouveaux instruments financiers tels que les appels d'offres concurrentiels.

Les projets s'inscrivant dans le cadre d'appels à subventions ordinaires sont sélectionnés sur la base de l'efficacité de la réduction des émissions de GES, du degré d'innovation, de la maturité du projet, de la reproductibilité et du rapport coût-efficacité. **Le fonds peut financer jusqu'à 60 % des coûts éligibles à la mise en œuvre du projet, qui couvrent les coûts opérationnels (OPEX) et les coûts d'investissement (CAPEX)¹¹.**

Le Fonds pour l'innovation permet de soutenir des projets de passage à l'échelle industrielle de production de e-CAD. La Commission européenne gère le fonds et en délègue la mise en œuvre à **l'Agence européenne pour le climat, les infrastructures et l'environnement (CINEA)** principalement et à la **Banque européenne d'investissement (BEI)** pour le conseil d'aide au développement de projets visant à améliorer leur maturité.

⁸ Note des autorités françaises (NAF) du 10 novembre 2025 sur l'évolution du cadre réglementaire européen pour une meilleure décarbonation du secteur aérien.

⁹ Son prédécesseur était le programme NER 300.

¹⁰ Les recettes provenant de la vente aux enchères de 530 millions de quotas de CO₂ issus du système d'échange de quotas d'émission de l'Union européenne (SEQE-UE) permettent de financer le fonds. Le financement de l'enveloppe repose sur un calcul du prix du carbone de 75€/tCO₂.

¹¹ Cf. règlement délégué 2019/856 du 26 février 2019, le *Call for proposals 2025 Net Zero Technologies (INNOVFUND-2025-NZT)*, du 14 janvier 2026 et la *Relevant Costs Methodology*, du 1^{er} décembre 2025.

Le **projet eM-Rhône**, sécurisé dans le cadre d'un consortium avec Lafarge Ciment, a été lauréat du Fonds pour l'innovation en 2022 pour un montant de 115,2 M€.

D'après l'OACI, deux projets européens de e-CAD ont été soutenus en 2023 :

- ♦ Le **projet Biorefinery Östrand, en Suède**, pour soutenir le développement commercial d'une technologie de e-bioCAD¹² (financement de 167 M€ en décembre 2023) dont la mise en production est prévue pour le 30 juin 2029¹³ ;
- ♦ Le **projet Nordic Electrofuel AS, en Norvège**, pour soutenir le développement d'une usine de production de e-CAD, s'appuyant sur processus innovant et compétitif de technologie e-CAD¹⁴ (40 M€ en juillet 2023) dont la mise en service est prévue en mars 2029¹⁵.

Parmi les lauréats de 2024 du Fonds pour l'innovation, aucun projet de CAD n'avait été retenu, le secteur aérien au potentiel de réduction des émissions de GES par nature limité étant pénalisé par ce type de dispositif. En effet, les critères de sélection du fonds étaient peu favorables à l'aérien (*cf. supra*).

Le rapport Draghi de 2024 sur le futur de la compétitivité européenne considérait que le lancement d'appels sectoriels dans le cadre du Fonds pour l'innovation pour le déploiement de solutions de décarbonation constituait un outil de mobilisation de l'UE pour aider les industries « *hard-to-abate* » comme l'aviation et le maritime, à atteindre les objectifs de décarbonation. Flécher une partie du Fonds pour l'innovation en soutien aux e-CAD et aux biocarburants avancés n'engendrerait aucune dépense supplémentaire pour l'UE. À titre de comparaison, les Etats-Unis ont financé près de 75 M\$ en soutien à des producteurs de CAD dans le cadre du *U.S. Defense Production Act Title III Advanced Drop-in Biofuels*.

Dans le cadre du dernier appel à projets du Fonds pour l'innovation dont les résultats ont été publiés par la Commission européenne le 3 novembre 2025, quatorze projets français sont lauréats, représentant un investissement global de plus de 650 M€. La France se classe ainsi première devant l'Espagne (six projets), la Finlande, la Norvège et la Belgique (cinq projets chacun). **Trois projets français de production d'e-CAD ont ainsi été sélectionnés :**

- ♦ **ReStart-Verso Energy** : création d'une usine de production de carburants électro-durables à partir d'électricité renouvelable ;
- ♦ **DEZiR-Verso Energy** : deuxième site de production d'e-fuels pour le transport aérien et maritime ;
- ♦ **Take Kair-Hynamics** (financement de 40 M€) : exploitation d'une usine de production de carburants électro-durables pour l'aviation à Donges.

¹² Il s'agirait d'une voie *anything-to-liquid* (XTL) qui s'appuierait sur une gazéification de la biomasse forestière solide comme intrant et une synthèse Fischer-Tropsch. La production résulterait pour moitié en e-CAD et pour moitié en bioCAD avancés, permettant d'éviter 8,7 Mt de CO₂e sur les dix ans de mise en service de l'usine.

¹³ 101132801.pdf

¹⁴ Le processus est le *Power-to-energy* (P2X) qui repose sur une capture de CO₂ sur une usine de production d'ammoniac locale, le processus RWGS et la technologie Fischer-Tropsch pour produire 8 000 tonnes par an de e-CAD. Le projet doit permettre d'éviter 228 163 tonnes de CO₂e sur la durée de vie de l'usine (10 ans).

¹⁵ 101132987.pdf

1.3. Le plan d'investissement pour un transport durable (STIP), publié en 2025, prévoit de mobiliser 2,9 Md€ d'ici fin 2027 pour décarboner en priorité le transport européen aérien et maritime

Le « **plan d'investissement pour un transport durable** » (STIP ou *Sustainable Transport Investment Plan*), publié le 5 novembre 2025 par la Commission européenne, est une **feuille de route destinée à accélérer la production et l'adoption de carburants bas carbone, en particulier dans les secteurs aérien et maritime**. La Commission estime un **besoin d'investissement de 100 Md€ d'ici 2035**¹⁶ pour assurer la disponibilité de 20 millions de tonnes (Mt) de carburants alternatifs (renouvelables et bas-carbone) pour les secteurs aérien et maritime. Le plan prévoit de **mobiliser au moins 2,9 Md€ d'ici la fin 2027** pour la décarbonation du transport européen répartis comme suit :

- ◆ **Soutien d'au moins 2 Md€ via InvestEU** pour lever rapidement les principaux obstacles à l'investissement et combler le déficit de financement à court terme ;
- ◆ **Enveloppe de 300 M€** destinée à soutenir la production d'hydrogène pour l'aviation (CAD) et du maritime (SMF ou *sustainable marine fuels*), par l'intermédiaire de la **Banque européenne de l'hydrogène** (cf. *infra*) ;
- ◆ Financement des **projets de recherche et d'innovation à hauteur de 133 M€ dans le cadre d'Horizon Europe** (cf. partie 1.1) ;
- ◆ Mobilisation de **153 M€** pour des projets liés aux carburants de synthèse aéronautiques ainsi que **293 M€** pour des projets de carburants maritimes dans le cadre du **Fonds pour l'innovation** (cf. partie 1.2).

Par ailleurs, le STIP prévoit la mise en place d'un mécanisme de double enchère à l'échelle de l'UE pour les e-CAD (cf. partie 4.2.3).

L'un des enjeux porte donc sur la capacité de l'administration française à porter à la connaissance des porteurs de projets français d'e-CAD les dispositifs européens existants. En effet, la mission n'a identifié aucun projet français d'e-CAD ayant bénéficié de soutien financier dans le cadre d'Horizon Europe et seuls quatre projets français ont été lauréats du Fonds pour l'innovation (un en 2022 et trois en 2025). La France gagnerait ainsi à mobiliser davantage les fonds européens au titre du programme Horizon Europe, du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE-T) et du Fonds pour l'innovation au bénéfice des porteurs de projets français d'e-CAD.

Par ailleurs, la BEI constate une déconnexion entre les campagnes d'information menées par les institutions européennes sur leurs programmes d'assistance et de financement et la connaissance qu'en ont les porteurs de projet. Améliorer la lisibilité et les conditions d'accès aux financements européens permettrait ainsi de faciliter la réalisation des projets.

¹⁶ La Commission estime que la fourchette de besoins d'investissement se répartit, à horizon 2035, entre 57 et 67 Md€ pour l'aviation et entre 35 et 47 Md€ pour le maritime.

2. Les carburants de synthèse ne présentent pas de caractère suffisamment stratégique pour justifier, au niveau national, des mesures telles que la mobilisation d'achats du ministère des Armées ou la création d'un fonds d'investissement, à l'image du fonds pour les métaux critiques

2.1. Les subventions nationales, via l'appel à projets Carb'Aéro de l'Ademe, et régionales soutiennent les études d'ingénierie des porteurs de projets d'e-CAD

En avril 2025, quatre projets lauréats de l'appel à projet (AAP) Carb'Aéro pour le développement d'une filière de production française de carburants aéronautiques durables ont été désignés (cf. tableau 1). Ils bénéficient d'un investissement de 100 M€ pour financer 50% de leurs coûts d'études d'ingénierie préliminaires (études FEED-*Front-End Engineering Design*) et accompagner leurs projets en phase de pré-industrialisation. Les porteurs de projets ont contractualisé début 2026 avec l'Ademe pour le déblocage des fonds.

France KerEAUzen avait déjà été lauréat en 2022 de l'appel à projets (AAP) « Développement d'une filière de production française de carburants aéronautiques durables » dans le cadre de France 2030, permettant le financement d'une partie des études de pré faisabilité et de faisabilité.

Le projet BioTJet a bénéficié de subventions à hauteur de 38 M€ dans le cadre des AAP 1 (8 M€) et 2 (30 M€) de Carb Aéro. Il a également bénéficié d'une aide de la région des Hauts-de-France et du fonds européen de développement régional (FEDER).

Par ailleurs, le projet France KerEAUzen a bénéficié en septembre 2024 de financements européens de la région Normandie et issus du Fonds de Transition Juste à hauteur de 334 628€ pour financer des études complémentaires. Le projet E-CHO d'Elyse Energy a bénéficié d'une aide de la région Nouvelle-Aquitaine à hauteur de 250 K€.

Tableau 1 : Caractéristiques des projets lauréats de l'AAP Carb Aéro de 2025

Nom du projet	Porteur	Localisation	Technologie	Capacité de production (en ktep/an)	Mise en service prévisionnelle	Financement Carb'Aéro (en M€)
France KerEAUzen	Engie	Havre	e-kérosène	70	2032	23,9
TAKE KAIR	Hynamics filiale d'EDF	Saint-Nazaire	e-kérosène	37,5	2032	ND
DéZIR	Verso Energy	Rouen	e-kérosène	81	2030	27,2
BioTJet	Elyse Energy	Bassin de Lacq	e-bio-kérosène	87	2030	29,9

Source : Mission, à partir des données transmises par l'Ademe en mars 2026.

D'après les porteurs de projet, ils doivent permettre la production de près de 270 kilotonnes de carburants d'aviation de synthèse chaque année, correspondant à 750 000 tonnes de CO₂ évitées par an. **Ces projets ont cependant pris du retard, le calendrier prévisionnel de mise en service des usines ayant été repoussé**, de 2030 à 2032 pour TAKE KAIR, de 2031 à 2032 pour France KerEAUzen, de 2029 à 2030 pour DéZir et de 2028 à 2030 pour BioTJet, ce qui complexifie l'atteinte d'une production effective pour 2030 en France (cf. annexe I).

Les CAPEX des projets, estimés entre 1 et 2 milliards d'euros, feront l'objet d'une analyse plus fine dans le cadre du suivi de l'AAP Carb'Aéro permettant de fiabiliser le coût des projets.

L'un des enjeux porte sur la nécessité de simplifier les démarches administratives et d'accélérer le processus d'approbation pour la construction des usines de production de e-CAD. Parmi les initiatives identifiées, la prise en compte des carburants de synthèse parmi les technologies neutres en carbone dans le cadre du *Net Zero Industrial Act* (NZIA)¹⁷ de l'UE en fait partie. Ainsi, en janvier 2026, le projet eM-Rhône a obtenu le statut de « *projet stratégique net-zéro* » au titre du NZIA, à l'issue de son instruction par la direction générale des entreprises (DGE).

Encadré 1 : Dispositifs de soutien budgétaire à la production de carburants durables à l'étranger

Le cadre des aides d'État de l'UE limite le recours à des dispositifs de subventions nationales au sein de l'UE. L'Allemagne a octroyé début 2026 une aide d'État de 350 M€ au projet *Concrete Chemicals* d'Enertrag (30-40 kt/ an d'e-CAD), aide autorisée par la Commission européenne.

D'autres pays extra-européens ont mis en place des mécanismes de subvention des projets de carburants durables, mais seul le Royaume-Uni soutient spécifiquement les projets de carburants de synthèse.

Au **Royaume-Uni**, le *Advanced Fuels Fund*, lancé en 2022, fournit un soutien financier pour les projets commerciaux de démonstrateurs de carburants de synthèse sur le territoire, avec l'objectif d'attirer les financements privés, d'accélérer le développement des projets vers l'atteinte de la FID. Trois fenêtres de subventions ont été octroyées : 135 M€ via les deux premières fenêtres (treize projets bénéficiaires) ; 66 M€ pour la 3^{ème} fenêtre, en soutien à 17 projets, annoncé en juillet 2025.

En **Norvège**, le soutien budgétaire à la structuration d'une filière nationale passe par trois entités : l'agence publique Enova qui fournit un soutien aux projets de décarbonation du secteur maritime (256 M€ en 2024) et routier, l'Innovation Norway qui dispose d'un mécanisme *Green Industrial Financing* de soutien aux entreprises norvégiennes sur des secteurs innovants et l'agence Eksfin, dédiée à la promotion des exportations norvégiennes, qui n'a pas encore été mobilisé à ce stade.

Le **Brésil** octroie des subventions (2024) aux projets de carburants durables dans les secteurs aérien et maritime, ainsi que des crédits bonifiés pour les projets innovants dans le domaine des biocarburants. Il apporte également un soutien à l'investissement (1,09 Md USD) pour les projets de développement de pôles d'hydrogène bas-carbone et vert.

En **Chine**, depuis octobre 2025, les CAD et les projets de méthanol vert sont explicitement inclus dans le champ des projets recensés par l'administration nationale d'énergie pouvant bénéficier d'un soutien financier central. Ce soutien peut atteindre jusqu'à **20 % du total de l'investissement total approuvé pour les CAD**. Il n'y a pas de politique de soutien dédiée uniquement aux carburants de synthèse.

Source : Mission, à partir des résultats de l'étude comparative internationale (ECI) menée par les services à l'étranger.

2.2. Le fonds dédié aux métaux critiques (FMC) visant à sécuriser l'approvisionnement français en minerais et métaux rares n'apparaît pas répliquable pour soutenir l'approvisionnement français en carburants durables

La mission a expertisé l'**option de création d'un fonds d'investissement en fonds propres dans des projets industriels** sur le territoire français, sur le modèle du **fonds dédié aux métaux critiques (FMC)**.

¹⁷ Le NZIA vise à accélérer le déploiement de technologies industrielles contribuant à la neutralité carbone, à renforcer la résilience des chaînes de valeur et à soutenir l'autonomie industrielle de l'Union européenne.

Dans le cadre de France 2030 et de la stratégie nationale sur les métaux rares, l'État a abondé à hauteur de 500 M€ un fonds dédié aux métaux critiques, le FMC, dont l'objectif de collecte se situe entre 1,5 et 2 Md€. Confié à la société d'investissement Infravia¹⁸, le FMC pourra investir dans des projets situés sur toute la chaîne de valeur, depuis l'extraction jusqu'au recyclage en passant par la transformation, afin de sécuriser les approvisionnements en métaux critiques (notamment lithium, nickel et cobalt) respectueux des standards ESG¹⁹ européens. La gouvernance du FMC est privée. **L'objectif de ce fonds est de sécuriser l'approvisionnement en minerais et métaux rares.**

À ce jour, le FMC n'a réalisé aucun investissement, même si plusieurs projets sont à l'étude, au stade des *due diligence*²⁰. Infravia a été mandaté en 2023 par le Gouvernement pour lancer ce fonds. En 2024, la stratégie d'investissement du Fonds a été lancée, l'équipe a été constituée et la première levée de fonds a été finalisée. En 2025, le Fonds a identifié plusieurs investissements potentiels. En janvier 2026, le fonds peinait à atteindre son rythme de croisière : la levée de fonds était toujours en cours et aucun investissement n'avait encore été effectué, les investissements à l'étude achoppant sur le manque de rentabilité des projets.

Sur le modèle de ce fonds, **un fonds d'investissement en fonds propres dans des projets de carburants durables (bio et e) pourrait être créé** pour sécuriser l'approvisionnement en carburants durables pour les secteurs aérien et maritime et renforcer la souveraineté énergétique de la France et de l'Europe dans ce domaine. Plusieurs critères sont à prendre en compte selon Infravia pour répliquer ce type de fonds et garantir son fonctionnement optimal :

- ◆ **Le fonds doit avoir une profondeur de marché suffisante pour attirer des investisseurs** : or, la mission considère qu'un fonds dédié uniquement aux projets de carburants de synthèse n'apparaît pas pertinent, au regard de la profondeur de marché limitée²¹. Élargir son périmètre aux carburants durables, tous transports confondus, apparaît avoir une profondeur de marché plus intéressante. Un fonds dédié aux projets industriels sur le territoire français pourrait avoir la profondeur de marché suffisante pour fonctionner ;
- ◆ **Il convient de s'assurer qu'il existe un marché potentiel de clients comme débouché de la production de carburants durables**. Ainsi, un engagement sur le long terme des clients potentiels (compagnies aériennes et armateurs) est nécessaire, faute de quoi la chaîne de valeurs peinera à se développer en France et en Europe, limitant la rentabilité de ce type de fonds ;
- ◆ **Le véhicule doit reposer sur des investissements à parité entre le public et le privé mais sa gouvernance doit être privée** : l'abondement de l'État dans le fonds est une garantie de signature sérieuse, qui permet d'accélérer la collecte de fonds auprès de partenaires privés, tandis que l'État bénéficie en retour de rémunération attractive *pari passu* avec le privé et est représenté au comité stratégique. En revanche, l'État ne prend pas part aux votes et aux décisions d'investissement étant précisé que pour garantir la rentabilité du fonds-et limiter les pertes pour l'État français, la primauté doit être donnée à la performance financière, suivie du critère d'intérêt pour les projets industriels et enfin, d'une approche ESG ;

¹⁸ Infravia est une société de capital investissement indépendante de premier plan en Europe, spécialisée dans les actifs réels-infrastructures, métaux critiques, immobilier- et les investissements dans les technologies.

¹⁹ Les critères ESG (ou critères environnementaux, sociaux et de gouvernance) constituent un cadre qui est utilisé pour mesurer la performance non financière d'une entreprise en matière d'environnement, de société et de gouvernance.

²⁰ Il s'agit de l'ensemble des vérifications qu'opère un investisseur dans le but de sécuriser son achat par l'analyse de la situation de la société (aspects comptables, financiers, sociaux, juridiques et fiscaux).

²¹ Les besoins sont estimés par la Commission européenne à moins de 3 Mt pour l'Europe à horizon 2035, d'après sa communication relative au STIP de novembre 2025.

- ♦ **Le fonds doit reposer sur un critère de « préférence européenne »** : l'un des enjeux de la création d'un tel fonds vise à limiter la dépendance aux importations en matières premières et à garantir une indépendance énergétique sur l'ensemble de la chaîne de valeur des carburants durables. Ce type de fonds présente un intérêt s'il finance des projets français qui produisent en France ou à l'étranger ;
- ♦ **Les investissements potentiels s'élèveraient au maximum à 100 M€ par projet**, pour des projets dont les coûts d'investissement sont évalués entre 1,5 et 2 Md€.

Au regard de ces différents éléments, si un tel fonds pourrait être utile à l'échelle européenne, la mission écarte l'option de création au niveau national d'un fonds d'investissement en fonds propres dans des projets industriels sur le territoire français. En effet, le bilan mitigé du fonctionnement du FMC, le manque de profondeur de marché et de débouchés potentiels pour les carburants durables ne plaident pas en faveur d'un tel fonds, dont la mise en place ne coïnciderait pas avec le calendrier des besoins en carburants de synthèse à horizon 2030.

Encadré 2 : L'émission d'obligations en soutien aux projets de CAD dans le monde

L'émission d'obligations par des entreprises privées, des institutions supranationales ou des entités publiques peut contribuer à de faibles taux d'intérêt et à des exemptions fiscales susceptibles de soutenir le lancement d'une filière de production de carburants de synthèse. Les obligations vertes sont conçues pour soutenir spécifiquement des projets environnementaux ou favorables à la transition climatique.

Aux Etats-Unis, les États du Nevada et de l'Oregon ont émis des obligations en soutien aux producteurs de CAD.

La réglementation sur la taxonomie verte de l'**Union européenne** couvre la production de CAD, ce qui conforte l'émission d'obligations vertes pour de tels projets.

Source : Mission, d'après l'OACI, 2025.

2.3. L'achat par le ministère des armées d'une production française d'e-CAD ne représenterait qu'un intérêt limité en termes de souveraineté militaire, au prix d'un surcoût élevé

2.3.1. En 2024, le ministère des armées a acheté 516 M€ de carburants d'aviation, soit environ 8 % de l'ensemble en France

La commande publique pourrait être un levier pour encourager le développement de nouvelles offres de carburant. Le principal acheteur public de carburants est le ministère des armées, *via* le service des énergies opérationnelles (SEO). En 2024, le SEO a acheté pour 516 M€ de carburants d'aviation (carburéacteur F-34 et F-44), ainsi que 128 M€ de carburant maritime (carburéacteur F-76), ce qui correspond à des volumes de respectivement 441 000 et 147 000 m³ (*cf.* tableau 2). Les achats de carburant d'aviation du ministère des armées représentent 8 % du total des achats en France²², et environ un dixième des volumes d'achat d'une compagnie comme Ryanair²³.

²² Source : État-major des armées, chiffre communiqué à la mission.

²³ En 2024, les achats de kérosène d'Air France – KLM ont représenté un montant de 6,9 Md€, ceux de Ryanair 5,1 Md€, et ceux d'Easy Jet 2,6 Md€. Source : comptes financiers 2024 de ces entreprises.

Annexe IV

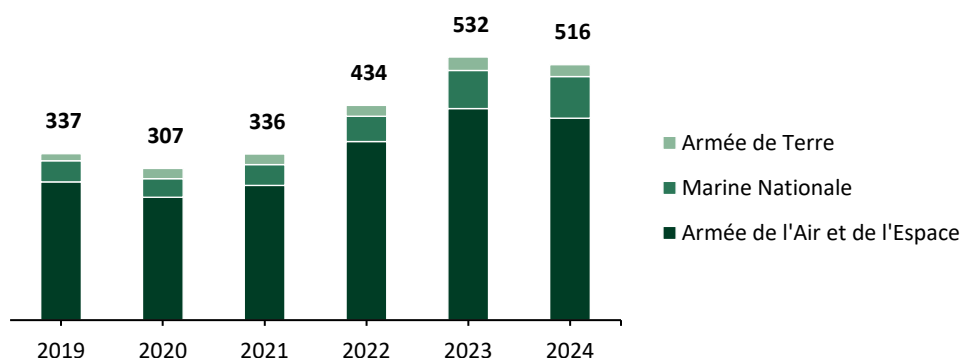
Tableau 2 : Achats de carburants d'aviation et maritime par le ministère des armées en 2024

Type de carburant	Référence	Volume (m ³)	Montant (M€)
Aviation	F-34	418 983	493
	F-44	22 445	23
Maritime	F-76	147 057	128

Source : Rapport annuel de performance du programme 178.

Le montant des achats de carburant d'aviation a augmenté de 53 % entre 2019 et 2024 (cf. graphique 1), du fait d'une hausse des prix de carburant (dans le même temps, les volumes achetés ont diminué de 2 %). De la même manière, pour le carburant maritime, le montant dépensé a augmenté de 35 %, pour des volumes ayant diminué de 5 %, entre 2019 et 2024.

Graphique 1 : Montants d'achats de carburant d'aviation par le ministère des Armées (en M€)



Source : Mission d'après les rapports annuels de performance du programme 178.

2.3.2. Les usages militaires ne sont pas soumis au règlement ReFuelEU et les volumes achetés par le ministère des armées seront trop faibles pour garantir l'émergence d'une filière

Le carburant utilisé pour des usages militaires n'est pas soumis aux obligations du règlement ReFuelEU Aviation. Le champ de celui-ci ne porte en effet que sur l'aviation civile.

L'utilisation de carburants de synthèse pourrait cependant revêtir plusieurs intérêts spécifiques pour les usages militaires, en particulier :

- ◆ En termes de furtivité des avions, dans la mesure les gaz d'échappement issus de leur combustion seraient moins facilement détectables dans l'atmosphère. Ces propriétés doivent encore être pleinement démontrées ;
- ◆ Le carburant de synthèse pourrait être produit en France, ce qui réduirait la dépendance énergétique des armées. Cependant, les armées parent à la dépendance énergétique en constituant des stocks stratégiques, qui offrent en théorie une marge de manœuvre suffisante en cas de conflit.

Ces avantages stratégiques sont cependant perçus comme étant incertains ou marginaux par les services du ministère des armées.

À la date de la mission, l'enjeu principal identifié par le ministère des armées est avant tout de s'assurer de la compatibilité des appareils militaires avec les carburants utilisés pour l'aviation civile, dès lors que la composition de ceux-ci pourrait être amenée à changer avec l'incorporation de CAD. En effet, les armées réalisent une partie de leur approvisionnement au sein d'aéroports civils. En outre, le carburéacteur peut être également utilisé pour des véhicules terrestres, après modification chimique (réalisée directement par le SEO), dans le cadre de la politique de « carburant unique » de l'OTAN.

Annexe IV

En ce sens, le SEO et la direction générale de l'armement (DGA) mettent donc en œuvre un ensemble de mesures destinées à garantir cette compatibilité :

- ◆ Le SEO réalise des achats de CAD issus de la filière HEFA, dans le cadre prévu par la stratégie énergétique de défense de 2020, représentant de l'ordre de 1 % des volumes d'achats de carburéacteurs par le SEO. Cela permet de tester les moteurs des appareils militaires en opération pour homologuer les appareils avec des taux élevés d'incorporation. Les achats réalisés en 2025 pour l'approvisionnement de trois des plateformes du SEO ont ainsi contenu jusqu'à 35 % de CAD. En 2024, ces achats ont représenté un surcoût de 10 M€ (par rapport à du carburéacteur conventionnel), montant que le service s'est fixé comme plafond pour l'année 2025 et les années suivantes ;
- ◆ La DGA pilote des projets de recherche et développement (R&D), dont l'objectif est de tester des matériels avec des carburants intégrant des CAD, et ce afin de faire des propositions de formulation de carburants synthétiques qui seraient compatibles avec les appareils militaires existants ou en développement. Ces projets s'inscrivent notamment dans le cadre fixé par le Document de référence de l'orientation de l'innovation de Défense (DROID) établi en 2023, qui indique que « *l'émergence des carburants durables doit être accompagnée, en particulier dans l'aéronautique* » ;
- ◆ Le SEO pilote un comité de coordination sur les carburéacteurs, qui regroupe des acteurs civils et militaires, afin d'adopter une position commune nationale sur la standardisation des carburants d'aviation. Cette position est ensuite portée au niveau européen et dans les groupes de travail de l'OTAN. En outre, le SEO réalise une veille technique sur la certification de ces nouveaux carburants.

La compatibilité des CAD avec les usages militaires est un enjeu important pour l'avenir de la filière, du fait du poids que pourraient revêtir les usages militaires dans des décisions d'homologation futures des CAD. À la date de la mission, des travaux de R&D doivent encore permettre d'étudier la compatibilité de taux d'incorporation de CAD élevés tels que prévus par ReFuelEU aux horizons 2040 et 2050 avec la qualification des appareils militaires.

Pour autant, **le SEO n'envisage pas, à la date de la mission, d'effectuer des achats de e-CAD.** Ces carburants sont jugés comme étant trop coûteux et donc nécessitant d'augmenter le budget global du ministère des armées par rapport au carburéacteur conventionnel, et l'horizon temporel de leur incorporation dans le carburant civil est trop lointain au regard des enjeux d'homologation.

Les enjeux d'homologation pourraient mener à des achats de e-CAD par le ministère des armées dans les prochaines années, mais dans des volumes qui ne seront pas suffisant pour initier une filière de production spécifique. La mission a donc écarté l'option de la commande publique par le ministère des armées pour favoriser l'émergence de la filière d'e-CAD.

3. Reconnaître au niveau européen les PPA nucléaires et développer le marché des PPA renouvelables soutiendrait l'émergence d'une filière e-CAD plus compétitive

Actuellement, la réglementation européenne ne permet la production de carburants de synthèse d'aviation renouvelables d'origine non biologiques (e-CAD RFNBO) qu'à partir d'électricité renouvelable²⁴ (cf. Annexe I). Ainsi, l'article 3 de l'acte délégué 2025/2359 LCFNBO ne permet pas de signer des contrats d'achat d'énergie nucléaire (ou « *PPA nucléaire* »)²⁵ pour produire des carburants RFNBO. Or, la France souhaite valoriser l'avantage comparatif de disposer d'un parc de production d'électricité d'origine nucléaire²⁶. L'enjeu est double : réduire l'intensité carbone du CAD produit et réduire les coûts de production des e-CAD à faible intensité de carbone (e-CAD LCFNBO).

Les **PPA (Power Purchase Agreement), ou contrats directs entre producteurs et consommateurs d'électricité**, sont l'un des deux types d'instruments, avec les contrats pour différence (CfD), que la réforme européenne du marché de l'électricité²⁷ encourage pour **favoriser l'émergence d'un signal prix de long terme pour déclencher les investissements** et rapprocher les prix de l'électricité payés des coûts réels du système électrique. En effet, **ces contrats sont encore peu développés et le marché européen des PPA est encore peu liquide**²⁸.

La directive 2018/2001 dite RED II comportait d'ores et déjà des dispositions encourageant les États membres à développer le recours à des contrats d'achat d'énergie de gré à gré. La directive RED III comporte de nouvelles dispositions encourageant leur développement :

- ♦ Elle introduit une définition précise de la notion d'« *accord d'achat d'énergie renouvelable* »²⁹ ;
- ♦ Elle précise que les États membres peuvent créer des cadres nationaux, par des régimes d'aides ou des mesures facilitant le recours aux accords d'achat d'électricité renouvelable³⁰ (article 3 § 4 bis). De manière à encourager le recours à ces accords, la directive prévoit que les États membres doivent identifier et évaluer les barrières administratives et réglementaires injustifiées à la conclusion de tels accords (§8 de l'article 15).

²⁴ Au sens des deux actes délégués 2023/1184 dit RFNBO et 2025/2359 dit LCFNBO publié en novembre 2025.

²⁵ Pour rappel, les PPA (*Power Purchase Agreement*) sont des contrats d'approvisionnement en électricité entre deux contreparties, un producteur et un acheteur, sur une période donnée (cf. annexe I). Il existe plusieurs catégories de PPA en fonction de la contrepartie (« *Corporate PPA* » ou « *Merchant PPA* »), du type de livraison (physique ou financier), des installations de production (« *PPA greenfield* » ou « *PPA brownfield* »), de l'actif sous-jacent (« *PPA renouvelable* » ou « *PPA nucléaire* ») et des conditions tarifaires (« *pay-as-produced* », « *pay-as-nominated* », « *baseload* »).

²⁶ La PPE 3 devrait conduire à une production en 2030, d'au moins 560 TWh d'électricité décarbonée, avec au moins 200 TWh d'électricité d'origine renouvelable (34 %) et 380 TWh d'origine nucléaire (62 %) et en 2035, d'au moins 270 TWh d'électricité d'origine renouvelable (40 %) et 380 TWh d'origine nucléaire (57 %).

²⁷ Paquet législatif *Electricity Market Design* publié au journal officiel de l'UE le 26 juin 2024.

²⁸ D'après la commission de régulation de l'énergie (CRE), en 2023, seulement 2,2 GW ont été contractualisés sous la forme de PPA pour une production d'électricité de 3 TWh, soit 0,7 % de la consommation d'électricité française (rapport de mars 2025 sur les PPA).

²⁹ « Il s'agit d'un contrat par lequel une personne physique ou morale convient d'acheter directement à un producteur de l'énergie renouvelable, qui englobe, sans s'y limiter, les accords d'achat d'électricité renouvelable, les accords d'achat d'électricité renouvelable et les accords d'achat de chauffage et de refroidissement renouvelable. »

³⁰ « Les États membres établissent un cadre, qui peut inclure des régimes d'aide et des mesures facilitant le recours aux accords d'achat d'électricité renouvelable, permettant le déploiement de l'électricité renouvelable à un niveau compatible avec la contribution nationale de l'État membre visée au paragraphe 2 du présent article et à un rythme compatible avec les trajectoires indicatives visées à l'article 4, point a) 2), du règlement (UE) 2018/1999. »

Pour offrir des conditions favorables en France à la production de carburants de synthèse dits RFNBO, produits à partir d'électricité renouvelable, **le marché des PPA renouvelables pourrait être développé**. D'après des estimations de la RPUE, pour la production de e-CAD dits RFNBO, il faudrait contractualiser au moins 40 % de l'approvisionnement électrique via un PPA renouvelable, pour que l'intensité carbone de l'électricité consommée pour la production d'e-CAD ne dépasse pas un seuil estimé à 36 gCO₂/ kWh.

Par ailleurs, pour que les carburants RFNBO et LCFNBO soient reconnus comme tels, ils doivent respecter un seuil minimal de réduction des émissions de GES de 70 % par rapport au carburant fossile, conformément à la directive RED III. Or, pour atteindre ce critère de durabilité, il est préférable de recourir à de l'électricité nucléaire qui a une intensité carbone plus faible que l'électricité du réseau électrique français³¹. Ainsi, **permettre la contractualisation de PPA nucléaire pourrait simplifier l'accès à une électricité bas carbone**.

Par ailleurs, un mécanisme de garantie par une banque publique du risque de défaut d'un acheteur d'électricité ayant signé un PPA pourrait être mis en place. Ce type de fonds de garantie a déjà été mis en place par Bpifrance en 2022 pour garantir jusqu'à 80 % du risque de défaut d'un acheteur ayant signé des PPA de 10 à 25 ans, portant sur des actifs photovoltaïques ou éoliens terrestres, pour des volumes annuels minimum de 5 GWh. La Commission européenne travaille au développement de ce type de fonds, en lien avec la BEI, pour les porteurs de projets d'e-CAD, sans annonce officielle à ce stade.

³¹ D'après les estimations de la RPUE, l'électricité nucléaire a une intensité carbone comprise entre 10 et 15 gCO₂/kWh tandis que l'électricité du réseau électrique français fluctue entre 30 et 60 gCO₂/kWh.

4. Si les mécanismes de *contract-for-difference* (CfD) et de double enchère sont équivalents économiquement pour soutenir l'atteinte de la décision finale d'investissement, la double enchère apparaît plus adaptée pour soutenir l'émergence de la filière d'e-CAD

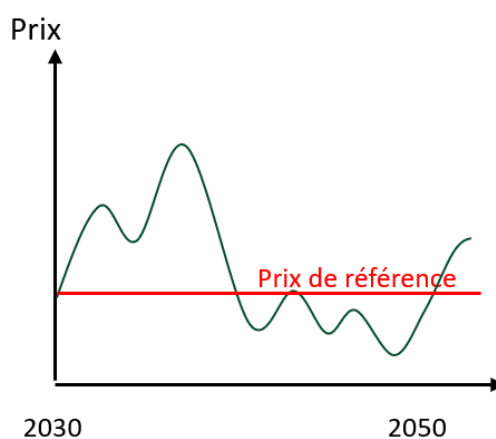
Pour boucler leur tour de table financier, les porteurs de projets doivent présenter aux financeurs des engagements solides garantissant que le carburant produit pourra être vendu à un prix rémunérateur. Dans la mesure où il n'existe pas de marché constitué des e-CAD, la prévision des volumes et des prix est, en dehors de toute intervention publique, très aléatoire, d'autant plus que les consommateurs de carburant (compagnies aériennes) ont pour pratique la couverture de leurs besoins à court terme. Ainsi, le risque de marché est le principal obstacle à l'atteinte de la FID identifié par les porteurs de projets d'e-CAD et les financeurs.

Les mécanismes de double enchère et de contrats pour différence (CfD pour *contract-for-difference*) sont les deux types existants de mécanismes de garantie des revenus à long-terme qui permettent d'atténuer le risque de marché, tant en volume qu'en prix. Il s'agit de deux leviers ciblés d'agrégation et de réduction des risques liés à l'approvisionnement (*de-risking supply*) pouvant soutenir l'infrastructure d'offres de projets de CAD.

4.1. Le mécanisme du *contract-for-difference* (CfD) permet d'assurer au porteur du projet l'écoulement de sa production à un prix de référence fixé à l'avance, limitant ainsi le risque de marché

Le mécanisme de *contract-for-difference* (CfD) permet d'assurer au porteur du projet l'écoulement de sa production à un prix de référence fixé à l'avance (cf. figure 1), en général par un processus d'appel d'offres, sur une période relativement longue (10 à 40 ans, selon la nature de l'investissement).

Figure 1 : Fonctionnement du mécanisme de CfD



Source : Mission.

Une fois ce prix de référence établi, le producteur est libre de vendre son produit sur le marché, l'État compensant, directement ou par l'intermédiaire d'un organisme gestionnaire, la différence entre le prix du marché et le prix de référence, si elle est négative. Si elle est positive, l'État se voit reverser la différence. Le mécanisme peut connaître plusieurs raffinements : il peut par exemple prévoir une compensation dégressive en fonction de la différence – ce qui revient à faire partager au porteur de projet une partie du risque.

L'inconvénient de ce mécanisme est que, pour pouvoir fonctionner correctement, **il faut qu'il existe un marché constitué** capable de dégager un prix de marché à comparer avec le prix pivot. Si un tel marché n'existe pas et que les transactions se font de gré à gré, il existe un biais de négociation, sachant que le producteur sera toujours compensé au niveau du prix de référence. C'est pourquoi le système de compensation dégressive est intéressant, puisqu'il pousse le vendeur à chercher le meilleur prix.

Ce mécanisme est utilisé dans le domaine de l'électricité par plusieurs pays européens. Il a servi en particulier à financer le projet de centrale nucléaire d'Hinkley Point en Grande Bretagne.

Le Royaume-Uni met en place le *SAF revenue certainty mechanism* (RCM), ciblant les CAD hors HEFA et e-CAD³², reposant sur un mécanisme de CfD (*cf.* encadré 3). Le ministère des transports (*Department for Transport DfT*) britannique a d'ailleurs émis de fortes réserves sur l'applicabilité de ce mécanisme aux e-CAD, compte-tenu des coûts de production estimés du e-CAD au RU. Au regard de l'absence de marché des e-CAD (*cf. supra*), la réplique de ce type de mécanisme au niveau français ou européen ne paraît pas pertinente à ce stade.

Encadré 3 : Exemple du *SAF revenue certainty mechanism* (RCM) au Royaume-Uni

Le Royaume-Uni met actuellement en place un mécanisme de contrat pour différence, intitulé le **revenue certainty mechanism (RCM)**, qui devrait faire l'objet d'un projet de loi pour être opérationnel en 2026.

En complément d'un dispositif d'obligation d'incorporation de CAD adossé à un système d'échange de certificat (**UK SAF Mandate**), comparable au règlement européen ReFuelEU Aviation, le gouvernement britannique souhaite mettre en place le RCM, un **mécanisme de garantie de revenus** pour les producteurs de CAD au Royaume-Uni. Le RCM vise quatre objectifs : inciter à l'investissement dans la production de CAD britannique, limitée à ce stade par l'incertitude qui entoure les revenus futurs des usines de CAD, orienter la croissance au RU, sécuriser l'approvisionnement en CAD produit au RU et maintenir la position du RU en tant que leader sur les CAD.

Le RCM prendra la forme d'un **prix d'exercice**³³ **garanti** (**Guaranteed Strike Price-GSP**), fixé par appel d'offres auquel ne seront éligibles que les producteurs installés au Royaume-Uni. Le schéma de GSP s'appuiera sur les précédents schémas de *contracts for difference* (CfD) établis. Le producteur britannique de CAD disposera d'un contrat avec une contrepartie, en l'occurrence l'agence gouvernementale *Low Carbon Contracts Company*, déjà mobilisée pour les CfD sur le marché de l'énergie. Il vendra du CAD au fournisseur au prix de marché (*reference price*). Deux cas de figure existent :

- ◆ Si le prix de marché est inférieur au prix garanti, l'agence paye la différence au producteur en utilisant les fonds taxés préalablement collectés auprès des fournisseurs de carburants d'aviation ;
- ◆ Si le prix de marché est supérieur au prix garanti par contrat, le producteur paye la différence à l'agence qui la distribue entre fournisseurs.

Ce mécanisme serait financé par un prélèvement versé par les fournisseurs de carburant d'aviation en proportion de leur part de marché, en application du principe pollueur-payeur, à l'image du *Electricity Supplier Obligation* applicable pour les CfD d'énergies renouvelables. Le niveau de la taxe est déterminé de telle sorte qu'elle couvre les coûts de gestion, d'administration et permette un coussin de sécurité. Le prix est basé sur des prévisions et révisé à intervalles réguliers. Le Gouvernement anticipe que les engagements financiers provoqués par le programme seront faibles, celui-ci agissant davantage comme un mécanisme d'assurance.

Source : Mission à partir de l'ECI.

³² Le RU distingue les CAD HEFA (avec des plafonds d'incorporation), les bioCAD avancés et les e-CAD (sous-obligation croissante jusqu'à 3,5% en 2040).

³³ Le *strike* ou prix d'exercice correspond au prix prédéfini auquel l'investisseur peut acheter ou vendre un actif sous-jacent (action, obligation, indice) à une date future.

En France, le sénateur Vincent Capo-Canellas avait déposé un amendement au Sénat au projet de loi de finances pour 2026 (non adopté) visant à instaurer un mécanisme de complément de rémunération (CdR) pour les e-CAD, inspiré du système britannique. Les CfD pourraient constituer un mécanisme de soutien pertinent, à la condition de l'existence d'un marché organisé des e-CAD, ce qui n'est pas le cas actuellement. Ils offriraient aux producteurs un prix de référence stable sur une longue période, tout en prévoyant le reversement à la puissance publique des excédents éventuels lorsque les prix de marché dépassent ce seuil. **Toutefois, la mission considère que l'option du CfD, au niveau national ou européen, au-delà des risques susmentionnés, présente de fortes similitudes avec le pilote d'enchères mis en place au niveau européen (cf. *infra*). Elle peut donc être écartée au profit du mécanisme examiné ci-après qui paraît plus pertinent.**

4.2. Un dispositif de double enchère permettrait de soutenir l'atteinte de la décision finale d'investissement pour les premiers projets d'e-CAD

4.2.1. Le mécanisme de double enchère permet d'atténuer le risque de marché sans les inconvénients du CfD

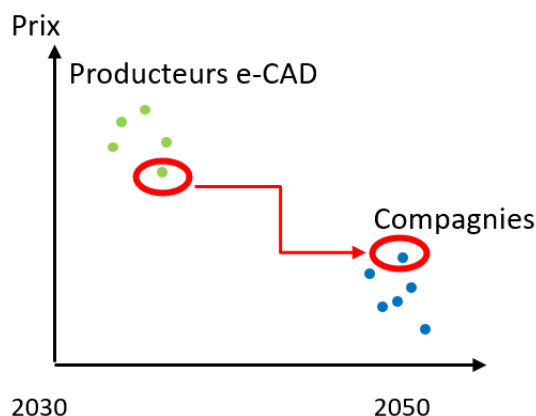
Le **mécanisme de double enchère** ou **d'enchères bidirectionnelles** fait aussi intervenir un **intermédiaire de marché pour transformer des engagements de long terme en engagements de court terme**. Cet intermédiaire supporte le différentiel de coût entre les volontés à payer des acheteurs et les prix de ventes des producteurs, assurant ainsi la viabilité économique des premiers projets.

Il s'agit d'un mécanisme en deux étapes (cf. figure 2) :

- ♦ Une enchère met en compétition les **producteurs** avec des contrats très long terme (*offtake* de 10 à 20 ans). L'intermédiaire lance dans un premier temps des enchères pour acheter le produit, qui aboutissent à un engagement d'achat d'un volume annuel à un prix le plus bas du marché sur une période longue (de 10 à 20 ans) ;
- ♦ Une fois la production commencée, une enchère met en compétition les **acheteurs** avec des contrats de plus court terme (*offtake* de 5 ans). L'intermédiaire lance des enchères pour vendre le carburant à l'offre la plus élevée des consommateurs (les compagnies aériennes ou maritimes) qui ne souhaitent s'engager que sur le court terme.

Là encore, l'intermédiaire de marché doit être compensé au cas où le prix de vente serait inférieur au prix d'achat, et reverse à l'État la différence si elle est positive.

Figure 2 : Fonctionnement d'un mécanisme de double enchère



Source : Mission.

Ces deux dispositifs, le CfD et la double enchère, sont équivalents économiquement, et peuvent être rentables sur le long-terme. Toutefois, ils présentent des différences dans la mise en œuvre et la gestion :

- ♦ Le CfD a l'avantage de ne pas nécessiter une gestion effective, par la puissance publique ou son délégué, du carburant, que le producteur doit lui-même commercialiser, mais présente l'inconvénient de nécessiter un marché établi pour avoir un prix de référence, ce qui le rend plus fragile en période de démarrage de la production (marché émergent) ;
- ♦ Le système de double enchère ne nécessite pas de fixer à l'avance un prix de référence puisque ce sont les appels d'offre qui vont révéler le prix. En revanche, il nécessite un **intermédiaire de marché** qui soit en capacité de négocier l'achat, le stockage et la vente de carburants, et qui serait exposé juridiquement au cas où la défaillance de l'un de ses fournisseurs le mettrait dans l'impossibilité de remplir ses engagements vis-à-vis de ses clients (et inversement, si une compagnie aérienne cliente faisait défaut).

Ces dispositifs de partage du surcoût de production présentent les avantages et inconvénients suivants :

- ♦ **Ils soutiennent l'atteinte de la FID car ils limitent le risque de revenu pour les producteurs :** ils regroupent la demande et agissent sur la durée des contrats. Ils permettent de construire un marché en particulier résilient, grâce à sa liquidité et à son dynamisme ;
- ♦ En revanche, **ils ne minimisent pas forcément le recours à de l'argent public ni l'exposition au risque pour les acteurs publics**, ne limitent pas suffisamment le risque prix pour les acheteurs et ne garantissent pas forcément la transparence du marché.

Le mécanisme de double enchère s'adapte mieux aux besoins contractuels des producteurs et acheteurs sur un marché encore inexistant comme celui des e-CAD, car il permet de déterminer une référence de prix, en évitant de pénaliser les premiers projets qui vont être plus chers mais qui s'avèrent nécessaires au développement de la filière.

Il convient de noter que des acteurs privés, tels qu'ATOBA Energy, se positionnent sur le marché mondial des CAD, en tant qu'agrégateurs de marché entre l'offre et la demande de CAD, sur le modèle de la double enchère. ATOBA Energy, entreprise créée en 2024, cherche à se positionner pour contractualiser des accords d'approvisionnement de long-terme (*LTO ou long-term offtake*) en CAD auprès des compagnies aériennes. ATOBA prévoit de faire de l'achat et livraison de CAD, sans prise en charge de la gestion logistique.

ATOBA porte l'agrégation à la fois du côté de l'offre et de la demande :

- ♦ Du côté de l'offre (*supply*) de production de CAD, ATOBA contractualise auprès des porteurs de projet. L'agrégation de l'offre au-delà des besoins permet de garantir les volumes d'approvisionnement contractualisés avec les consommateurs finaux en cas de défaut d'un producteur de CAD ;
- ♦ Du côté de la demande de CAD, ATOBA contractualise avec les compagnies aériennes, sur la base de volumes garantis.

La méthodologie de « *pricing* » repose sur des prix indexés auxquels s'ajoute une marge, ce qui garantit des prix jugés compétitifs par ATOBA. Le modèle d'affaires d'ATOBA est construit sur sa capacité à atténuer le surcoût des CAD pour les compagnies aériennes, via un effet portefeuille et diversification. Ce modèle présente un avantage par rapport au mécanisme de double enchères porté par la Commission européenne (*cf. infra*) puisque le différentiel entre le prix de vente minimum et le prix d'achat maximum des CAD n'est pas financé par de l'argent public mais par une entreprise privée. **Le développement de ce type d'acteurs à l'échelle du marché mondial ou européen suppose qu'il ait une surface financière suffisante pour atténuer les risques de bilan.**

4.2.2. La Banque européenne de l'hydrogène a lancé trois enchères pour soutenir l'émergence du marché de l'hydrogène renouvelable, autorisant le soutien à l'offre au niveau national, sans préjudice du non-respect du régime des aides d'État

La **Banque européenne de l'hydrogène (BEH)** est un instrument de financement, conçu en 2022 dans le cadre du *Net Zero Industrial Act* (NZIA)³⁴ qui a pour objectif **de créer un premier marché de l'hydrogène renouvelable** en débloquent les investissements privés dans les chaînes de valeur de l'hydrogène, tant au niveau national que dans les pays tiers et en reliant l'offre d'énergie renouvelable à la demande de l'UE. Elle vise aussi à accélérer les investissements dans des projets de production d'hydrogène renouvelable par des électrolyseurs et à combler le déficit d'investissement dans les « *carburants renouvelables d'origine non biologique* » (RFNBO).

La Banque européenne de l'hydrogène a lancé trois enchères (*Hydrogen Auction*) depuis sa création, dans le cadre du Fonds pour l'innovation³⁵, avec l'objectif de réduire l'écart entre le coût de production de l'hydrogène et le prix d'achat. Pour cela, la BEH lance des appels d'offres (AO) d'achat d'hydrogène, offrant une « *prime fixe* » par kilogramme d'hydrogène produit pendant dix ans :

- ◆ En novembre 2023, le premier AO concurrentiel européen a été lancé (800 M€³⁶) ;
- ◆ La deuxième enchère s'est clôturée en février 2025, par la sélection de quinze projets de production d'hydrogène renouvelable dans cinq pays de l'espace économique européen (EEE) pour un montant de 992 M€, avec des contrats qui varient entre 8 et 246 M€ par projet. La majorité des projets (huit) se situaient en Espagne, suivis de l'Allemagne (deux), des Pays-Bas et de la Finlande (un chacun) tandis que les projets maritimes se situaient tous en Norvège ;
- ◆ Une troisième enchère (*IF25 Hydrogen Auction*) a été lancée en décembre 2025 avec un budget de 1,3 Md€³⁷, dont 600 M€ réservés à la production d'hydrogène sous forme de carburants RFNBO, 300 M€ pour des projets dans les secteurs aérien et maritime et 400 M€ pour un panier d'hydrogène RFNBO et bas carbone³⁸. Les résultats seront publiés au deuxième trimestre 2026.

³⁴ Le NZIA vise à accélérer le déploiement de technologies industrielles contribuant à la neutralité carbone, à renforcer la résilience des chaînes de valeur et à soutenir l'autonomie industrielle de l'Union européenne.

³⁵ Le mécanisme d'enchères, instauré par la décision d'exécution C2023° 6730 de la Commission européenne est l'instrument principal de la Banque européenne de l'hydrogène, garantissant une allocation transparente et concurrentielle des subventions dans le respect des règles de l'UE relatives aux aides d'État.

³⁶ 800 M€ proviennent directement des recettes ETS et sont mis à la disposition via le Fonds innovation.

³⁷ Financé grâce aux revenus de l'ETS.

³⁸ Permis grâce à la publication le 10 novembre 2025 de l'acte délégué bas-carbone.

Par ailleurs, certains États membres de l'UE, dont l'Espagne, la Lituanie et l'Autriche, ont eu recours à **l'option des enchères en tant que service ou « *auction-as-a-service* » (AaaS)** qui leur permet d'octroyer des subventions (pour un montant cumulé de 836 M€) à des projets d'hydrogène renouvelable dans leur propre pays, sans supporter les coûts administratifs qui découleraient de l'élaboration de régimes d'aides dans le domaine de l'hydrogène, et sans préjudice des articles 107 et 108 du traité sur le fonctionnement de l'UE (TFUE) qui régissent le fonctionnement des aides d'État³⁹. Dans le système de l'AaaS, la Commission⁴⁰ gère un système unique d'enchères. La courbe d'offre des projets utilise d'abord le budget du Fonds pour l'innovation, quel que soit l'État membre d'origine des projets, et une fois ce budget épuisé, le reste de la courbe d'offre **est soutenu budgétairement par les États membres**, en suivant le classement de la plateforme d'enchères de l'UE, jusqu'à ce que le budget respectif des États membres soit épuisé. Ainsi, les offres les plus basses provenant de chaque État membre sont acceptées par l'État membre concerné jusqu'à épuisement de son budget national. Lorsqu'un État membre n'a engagé aucun budget propre, il ne peut accepter aucune offre nationale. Cette option permet ainsi d'instaurer une forme de « *préférence nationale* » dans les appels d'offres européens et de prévenir la fragmentation aux premiers stades de la formation du marché européen de l'hydrogène en évitant des signaux de prix nationaux incomparables entre eux.

4.2.3. La Commission souhaite lancer en 2026 un premier appel d'offres pilote de double enchère pour les e-carburants au niveau européen, ce qui nécessiterait des engagements financiers importants de la puissance publique

Dans le cadre du STIP, la Commission a officiellement lancé le 10 décembre 2025 la « ***e-SAF Early Movers Coalition*** », **une coalition de huit États membres volontaires⁴¹, dont la France**, déterminés à intensifier la production et l'adoption de carburants de synthèse pour l'aviation. Les membres de la coalition souhaitent **lancer en 2026 un premier appel d'offres pilote de double enchère pour les e-carburants d'aviation et maritime à l'échelle de l'UE (*intermediary mechanism for double auctions*)**, qui mobilisera **500 M€** en 2026 et permettra de tester, à échelle réduite, les modalités pratiques du mécanisme que la Commission prévoit de mettre en place à plus long terme. Ce mécanisme de double enchère pourrait s'appuyer sur celui existant pour l'hydrogène porté par la Banque européenne de l'hydrogène (*cf.* partie 4.2.2). La Commission estime que **H2 Global Foundation**, une fondation à personnalité juridique de droit allemand, implantée à Hambourg, pourrait agir comme intermédiaire⁴².

La DG MOVE considère que le mécanisme pourrait être activé immédiatement. La première phase du mécanisme a vocation à soutenir les porteurs des projets les plus mûrs du point de vue technologique, dans la perspective d'une production industrielle, qui seront sélectionnés en 2026. La deuxième phase du mécanisme intervenant une fois le projet en construction vise à obtenir les *offtake* pour une mise en production de l'usine à horizon 2030. La différence de prix devra être couverte par des fonds publics.

³⁹ Commission européenne, *Auction-as-a-Service for countries in European Economic Area (EEA)*, concept note, 2 décembre 2024.

⁴⁰ Communication(2023) 156 du 16 mars 2023 de la Commission sur la banque européenne de l'hydrogène.

⁴¹ Les autres États membres ayant annoncé leur participation à la coalition en marge du Conseil « Transports » à Bruxelles sont l'Autriche, la Finlande, l'Allemagne, le Luxembourg, les Pays-Bas, l'Espagne et le Portugal.

⁴² H2 Global Foundation agit déjà comme intermédiaire en charge de double enchère pour l'importation d'hydrogène renouvelable en 2027. L'Allemagne et les Pays-Bas ont versé 600 M€ à l'organisme.

L'enjeu du financement de ce mécanisme public, tel qu'envisagé par la Commission européenne, n'est cependant pas évident à ce stade. T&E estime que les 500 M€ annoncés seraient suffisants pour soutenir près de 50 kt de e-CAD sur dix ans, en supposant un prix garanti autour de 1 000 €/t. Or, pour avoir un réel effet de levier sur l'émergence du marché des e-CAD, des financements considérables, estimés à plusieurs milliards d'euros, sont nécessaires, que ce soit au niveau des montants engagés ou des garanties fournies sur du long terme. La mission estime que pour compenser la différence entre le prix d'achat et le prix de vente de deux projets produisant 150 kt de e-CAD par an à 6 500 € la tonne, l'engagement d'achat se situe, dans le scénario central, à 4 000 € la tonne. Dans le pire des cas, par exemple dans l'hypothèse où la sous-obligation d'incorporation d'e-CAD prévue par le règlement ReFuelEU Aviation serait supprimée du texte, le carburant devrait être vendu au prix des bioCAD, soit autour de 2 000 € la tonne, ce qui offrirait un revenu annuel à couvrir de 680 M€/an. Si les contrats sont conclus pour une durée de dix ans, soit la durée minimale nécessaire à l'amortissement de l'installation industrielle, **une compensation totale entre 0,1 et 6,8 Md€ serait nécessaire sans tenir compte de l'actualisation (cf. annexe V).**

Un tel cas a certes peu de chances de se produire. On peut anticiper que l'offre de carburants de synthèse sera relativement faible les premières années, conduisant à des prix de revente élevés, et que ceux-ci diminueront au fur et à mesure que des projets industriels entreront en service. Dans ces conditions, les surplus engrangés les premières années couvriront une partie des pertes des années suivantes. Toutefois, ces calculs restent, à ce stade, hypothétiques.

Par ailleurs, pour calibrer de manière optimale la taille du mécanisme, il convient de prendre en compte un **volume d'enchères pour l'achat suffisamment significatif** pour garantir à un projet l'écoulement de l'ensemble de sa production. Ainsi, un appel d'offres de l'ordre de 500 M€ ne garantirait au producteur le prix que sur une année de production, ce qui est insuffisant pour soutenir l'atteinte d'une décision finale d'investissement. **La mission estime qu'un AO de 6 Md€ garantirait l'écoulement de la production sur dix ans.**

Dans le cadre de la coalition, **l'Allemagne aurait déjà alloué 2 Md€ au titre du budget pour 2026 et le Luxembourg 50 M€** selon la DG MOVE. À ce stade, la France n'a pas souhaité participer financièrement. Toutefois, une participation financière lui permettrait de ne pas perdre son avantage comparatif en tant que producteur potentiel de e-CAD pouvant bénéficier de fonds à l'échelle européenne. En effet, cela permettrait d'accroître l'influence de la France dans le choix des projets financés en veillant à ce que les projets français soient bénéficiaires du mécanisme de double enchère. Dans l'hypothèse où la France financerait, dans le cadre du PLF pour 2027, ce premier appel d'offres européen, elle contribuerait au soutien à l'émergence d'une offre européenne compétitive d'e-CAD à horizon 2030. Une autre option consisterait à adopter une attitude d'attentisme, au risque que d'autres États membres de la coalition privilégient le financement par ce mécanisme de projets sur leur territoire au détriment des projets français.

À plus long terme, la Commission envisage que le mécanisme de double enchère soit financé par le budget de l'UE, en cohérence avec le caractère européen des obligations.

5. Les dispositifs de garantie financière publique ont un effet de levier en dette bancaire qui permet de baisser le coût de financement des projets

Les **dispositifs de garantie des prêts** permettent de réduire les coûts de financement. Concrètement, une institution publique garantit un certain pourcentage des prêts contractés par le porteur pour diminuer le risque de contrepartie et réduire le taux d'emprunt. **Les prêts garantis par une institution publique ont un effet de levier en fonds propres ou en dette bancaire et permettent de diminuer le coût du capital.**

Les porteurs de projets sont favorables à ce type de dispositifs, jugés utiles pour accompagner et soutenir les phases préalables aux décisions d'investissement et rencontrer des banques.

La mission a expertisé deux mécanismes de garantie financière publique qui peuvent être actionnés en soutien aux projets de carburants de synthèse : les dispositifs de soutien de la Banque européenne d'investissement (BEI) au niveau européen et la garantie des projets stratégiques (GPS) au niveau national.

5.1. La banque européenne d'investissement (BEI) dispose d'instruments financiers qui sont en partie dédiés à des projets climatiques et environnementaux

Les autorités françaises sont favorables à une mobilisation des capacités de financement de la Banque européenne d'investissement (BEI)⁴³ en soutien à la production de carburants de synthèse. Considérée comme la banque du climat de l'UE, la BEI s'est engagée à dédier 50 % de ses financements au climat et à des objectifs environnementaux, dans le cadre de sa feuille de route pour la période 2026-2030 (*Climate Bank Roadmap phase 2 2026-2030*).

Déjà active sous plusieurs mandats de la Commission européenne, la BEI pourrait intégrer une initiative pilote visant à créer un **mécanisme de réduction des risques pour les carburants de synthèse** dans le cadre de ses futures priorités. Ainsi, Transport & Environnement considère que la BEI pourrait apporter un soutien technique et financier à la filière par trois leviers :

- ◆ **La BEI pourrait répliquer le programme de contre-garanties, lancé en 2023, visant à améliorer l'accès au financement dans le secteur éolien.** Dans le cadre de ce dispositif, la BEI met 5 Md€ à disposition pour renforcer l'octroi de garanties par des banques commerciales pour des investissements dans des équipements éoliens et d'interconnexion de réseau. La BEI pourrait apporter des garanties de performance aux banques privées qui financeraient des projets de carburants de synthèse. Cette facilité d'investissement viserait à mobiliser les investissements privés en réduisant le risque financier. Toutefois, ces garanties ont un coût et doivent soutenir des investissements rentables ;
- ◆ La BEI pourrait également mobiliser ses instruments de soutien direct aux producteurs d'e-fuels (prises de participation, prêts concessionnels, garanties, etc.) ;
- ◆ Par le biais du InvestEU Advisory Hub, la BEI pourrait offrir un soutien technique de conseil aux développeurs et aux investisseurs dans les carburants de synthèse.

⁴³ La BEI, dont les actionnaires sont les États membres de l'UE, est l'institution de financement à long terme de l'UE, en vue de contribuer à la réalisation des grands objectifs de l'UE.

En novembre 2025, la BEI, la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) et la Banque africaine de développement (BAfD) ont souligné leur intérêt commun à explorer les possibilités de coopération et à la favoriser dans le domaine des CAD et d'autres projets de production d'énergie plus propre pour l'aviation à travers l'Afrique. Dans leur déclaration commune, ils soulignent la reconnaissance collective du rôle central de l'Afrique dans l'avenir de l'aviation durable.

5.2. La garantie des projets stratégiques (GPS) est un dispositif à effet de levier porté par Bpifrance Assurance Export pour le compte de l'État

La garantie de projets stratégiques (GPS) est un dispositif qui vise à sécuriser le financement de projets considérés comme stratégiques pour la souveraineté industrielle française, dont le montant global de l'opération est supérieur à 10 M€. Elle couvre les risques de non-paiement pour des faits générateurs de sinistres politiques, catastrophiques, de non-transfert ou commerciaux (insolvabilité ou carence du débiteur). La GPS est gérée et opérée par Bpifrance Assurance Export, filiale de Bpifrance, pour le compte et sous le contrôle de l'État⁴⁴.

La GPS est un outil délié de la condition de part française, qui permet de garantir des projets à l'étranger ou en France. Dans le cadre du sommet *Choose France* de 2024, le président de la République a annoncé l'élargissement du périmètre d'activité et du montant de garantie mobilisable. Le code des assurances précise les conditions permettant de déterminer le caractère stratégique d'un projet pour la France⁴⁵. Elle n'est pas soumise à l'arrangement OCDE mais respecte de ce fait le cadre européen relatif aux aides d'État. En conséquence, elle ne peut pas être accordée aux entreprises en difficulté, la quotité garantie est limitée à 80 % des montants dus aux bénéficiaires⁴⁶ de la garantie et la prime est déterminée conformément au marché (au lieu de la grille OCDE en assurance-crédit export)⁴⁷.

En apportant une garantie publique, la GPS permet aux banques et aux investisseurs privés d'engager plus facilement des financements de long terme sur des projets industriels innovants et mûrs. Ainsi, **Elyse Energy a bénéficié en novembre 2025 de la GPS pour le développement de deux unités de production de carburants de synthèse en France pour le maritime et l'aviation : le projet eM-Rhône en Isère et le projet BioTJet dans les Pyrénées-Atlantiques**⁴⁸. La garantie publique a permis de structurer un financement bancaire de 70 M€ auprès de quatre banques françaises⁴⁹ avec une enveloppe un peu plus large que d'habitude, permettant de financer des pré-CAPEX et non des CAPEX. L'obtention de la GPS a ouvert la voie vers la FID et les prochaines étapes de construction et envoie un signal de confiance de l'État dans l'émergence de nouvelles filières industrielles bas-carbone.

⁴⁴ La direction générale du trésor (DGT) exerce la tutelle de Bpifrance Assurance Export.

⁴⁵ L'article L432-1 du code des assurances prévoit que la GPS peut être accordée à des « entreprises investissant dans des capacités industrielles et stratégiques sur le territoire national, dans des conditions précisées par décret, pour des opérations de construction navale ou de construction d'engins spatiaux civils ou d'équipements utiles à la production et au stockage d'énergie bas-carbone ou d'hydrogène bas-carbone ou à la capture de dioxyde de carbone (...) ». Les critères d'éligibilité à la GPS sont fixés à l'article R.442-11-4 du code des assurances.

⁴⁶ Conformément au principe de *pari passu* avec le secteur bancaire privé visant à s'assurer qu'il est exposé à même hauteur que l'État, la tranche GPS de la dette bancaire ne couvre que 50 % du besoin de financement et ce, pour une quotité maximale de couverture de 80 %, soit une exposition nette de 50 % pour l'État. Cela permet de limiter le risque de l'État assureur et de créer un levier maximal pour l'entreprise.

⁴⁷ L'article R. 442-11-3 du code des assurances précise les paramètres financiers et les conditions de respect du cadre des aides d'État.

⁴⁸ La demande de financement d'Elyse Energy avait été déposée en décembre 2024.

⁴⁹ Société générale agissant en tant que conseil financier, Bpifrance, Arkéa Banque entreprises et institutionnels et Caisse d'Épargne CEPAC, et

L'octroi d'une GPS sur des dépenses d'investissement plutôt que de développement faciliterait davantage l'obtention de la FID.

Deux autres porteurs de projets de carburants de synthèse ont sollicité la GPS, le dossier étant encore en cours d'instruction. La mission considère que ce type de dispositifs est utile pour susciter de l'appétit bancaire pour le financement de projets industriels et qu'il gagnerait à être activé en phase d'investissement des projets de carburants de synthèse. **Toutefois, la filière ne pourra que difficilement émerger sans capital risque et sponsors industriels susceptibles de sécuriser l'approvisionnement.**

D'autres pays ont mis en place des programmes de prêts garantis par la puissance publique en soutien aux projets d'e-CAD (cf. encadré 4).

Encadré 4 : Benchmark des programmes de prêts garantis par la puissance publique en soutien aux projets d'e-CAD

La mission a recensé plusieurs programmes de prêts garantis par une institution ou un gouvernement public.

Aux **Etats-Unis**, le département de l'Energie (*U.S. Department of Energy's Loan Program Office*) et le département de l'agriculture (*U.S. Department of Agriculture's Biorefinery Assistance Program*) fournissent des prêts garantis.

Le **Canada** octroie des financements remboursables ou non pour la R&D, des projets de technologies vertes, et de production de carburants alternatifs, à travers le *Strategic Innovation Fund* (SIF), le *Net Zero Accelerator* (NZA) et les programmes de *Clean Fuels Fund* (CFF). Le CFF, lancé en 2021 avec un budget de 1,5 Md\$, a été reconduit jusqu'en 2030.

L'Union européenne mobilise, via le *InvestEU Fund*, des investissements publics et privés pour soutenir des garanties pour des projets de CAD (exemple de prêt de 120 M€ pour une usine de bioCAD avancés en Espagne). Le partenariat *EU Catalyst* entre la Commission européenne, la Banque européenne d'investissement (BEI) et *Breakthrough Energy Catalyst* lancé en 2021 prévoit une enveloppe de 240 M€ combinant des subventions en fonds propres et des prêts d'amorçage-investissement, pour financer des projets de technologies vertes à grande échelle basés en Europe. L'un des deux premiers projets européens soutenus par le partenariat en décembre 2023 est le projet danois FlagshipONE d'Ørsted implanté en Suède qui vise à produire 55 000 tonnes de méthanol de synthèse par an pour approvisionner le secteur du transport maritime.

Source : Mission, à partir des données de l'OACI.

6. Les mécanismes de tarification du carbone réduisent le différentiel de coût entre les carburants fossiles et durables et génèrent des recettes dont le produit peut être réinvesti pour soutenir la décarbonation

Des mesures de marché carbone non harmonisées entre elles coexistent, telles que le régime mondial de compensation et de réduction du carbone dans l'aviation internationale (CORSIA), le mécanisme européen de tarification du carbone (SEQE-UE) ou le dispositif national de compensation des émissions des vols domestiques issu de l'article 147 de la loi Climat et résilience⁵⁰.

6.1. Le CORSIA est un mécanisme mondial de compensation et de réduction des émissions de CO₂ des vols internationaux obligatoire à partir de 2026

En 2016, lors de sa 39^{ème} Assemblée triennale, les pays membres de l'OACI sont parvenus à un accord sur un mécanisme pour une mesure mondiale fondée sur le marché⁵¹ avec la mise en place d'un **système mondial de compensation et de réduction des émissions de CO₂ pour l'aviation internationale (Carbon offsetting and reduction scheme for international aviation ou CORSIA)**. Comme l'ETS, CORSIA ne concerne que les émissions de CO₂, donc il ne couvre pas les autres gaz à effet de serre et les effets non-CO₂. Il ne couvre que **les émissions liées aux vols internationaux**, c'est-à-dire entre deux pays. Le CORSIA s'applique au sein de l'UE, en articulation avec le système d'échange de quotas d'émissions de l'UE (SEQE-UE).

Sa mise en œuvre réelle a démarré en 2024 et se décline en deux phases :

- ◆ Une première phase de participation volontaire (2024-2026) pour les États ayant participé à la phase pilote et pour tout autre État qui se porte volontaire ;
- ◆ Une deuxième phase obligatoire (2027-2035) pour tous les membres de l'OACI.

Le mécanisme n'a pas pour objectif d'enjoindre les participants à compenser l'ensemble des émissions concernées mais uniquement celles excédant un niveau de référence. À partir de 2024, ce niveau de référence est défini à hauteur de 85 % des émissions sujettes à compensation lors de l'année 2019 (entre 2021 et 2024, ce niveau était de 100 %). Afin de compenser leurs émissions, les exploitants d'avions doivent investir dans des projets de reforestation, de captation et de séquestration de carbone.

La phase pilote 2019-2023 a été perturbée par la crise sanitaire. Depuis 2024, les émissions de CO₂ de l'aviation internationale ont dépassé le niveau de référence, donc des compensations seront faites. Les compagnies aériennes ont jusqu'à février 2028 pour remplir l'obligation pour la période de conformité 2024-2026.

Le projet de SNBC 3 prévoit comme objectif pour les transports l'évolution du dispositif CORSIA post-2035 et son adaptation à l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 adopté à l'OACI.

D'après le SGPE⁵², le programme CORSIA qui couvre les émissions des vols extra-européens est peu ambitieux, sans réelles incitations à décarboner⁵³.

⁵⁰ Décret n° 2022-667 du 26 avril 2022 relatif à la compensation des émissions de gaz à effet de serre.

⁵¹ En 2010, lors de la 37^{ème} Assemblée triennale de l'OACI, les États membres avaient conclu le premier accord sectoriel de réduction des émissions de CO₂ de l'aviation civile à l'échelle mondiale au terme duquel était prévu l'élaboration d'un cadre mondial pour les mesures fondées sur le marché (résolution A37-19).

⁵² SGPE, *Décarbonation de l'aérien*, 15 septembre 2024.

⁵³ Des pays comme la Russie, la Chine, le Brésil, l'Inde et les États-Unis ne l'ont pas mis en œuvre dans leur droit national.

6.2. Les recettes du système d'échange de quotas d'émissions de l'Union européenne (SEQE-UE ou ETS en anglais) ne sont pas fléchées vers les e-CAD

6.2.1. Le marché du carbone européen, qui vise à réduire les émissions de gaz à effet de serre, a été étendu à l'aviation en 2012 et au maritime en 2024

Le système d'échange de quotas d'émission de GES de l'Union européenne (SEQE-UE ou EU ETS pour *European Union Emissions Trading Systems* en anglais) est une mesure de marché destinée à réduire les émissions de gaz à effet de serre en associant un coût à l'externalité négative des émissions des secteurs industriels émetteurs. Il repose sur le principe de pollueur-payeur. Mis en place en 2005, ce marché de plafonnement et d'échange d'émissions, dit de *cap and trade*, fixe chaque année des plafonds de quantité de CO₂ que les secteurs assujettis peuvent émettre en fonction des objectifs de réduction d'émissions sectoriels. En 2024, le SEQE-UE couvrait 40 % des émissions de GES de l'UE⁵⁴.

Dans le cadre de la réforme de mai 2023 du marché du carbone européen (SEQE-UE), par les directives 2023/958⁵⁵ et 2023/959⁵⁶, son ambition environnementale a été réhaussée, conformément au paquet *Fit for 55*. Ces directives prévoient un renforcement de l'ambition de réduction d'émissions du dispositif de 62 % en 2030 par rapport à 2005 contre 43 % avant la révision et qui s'accompagne d'un doublement du rythme annuel de réduction du nombre de quotas de CO₂.

Le marché du carbone a été étendu à l'aviation en 2012 (cf. *infra*).

La directive 2023/959 a étendu le SEQE-UE au secteur du transport maritime, avec une introduction graduelle entre 2024 et 2026. Depuis le 1^{er} janvier 2024, les navires, indépendamment de leur pavillon, assurant des transports au départ ou à destination d'un port de l'EEE, soit en pratique, les États membres de l'UE, l'Islande et la Norvège, y sont assujettis. Dans un premier temps, seuls les navires transportant des marchandises ou des passagers de jauge supérieure à 5 000 tonneaux seront inclus. Sont ainsi prises en compte 100 % des émissions intervenant lors de voyages internes à l'EEE et dans ses ports, ainsi que 50 % des émissions intervenant lors de voyages entre l'EEE et un port extra-européen. Pour réduire les risques de « *fuite de carbone* », les ports de transbordement de Tanger et de Port Saïd ne peuvent être considérés comme des ports d'escale, et sont donc couverts par le SEQE-UE.

La directive prévoit la disparition progressive des quotas gratuits à destination des secteurs industriels émetteurs (acier, ciment, aluminium, engrais et hydrogène) entre 2026 et 2034, en compensation de la mise en place du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF)-cf. partie 6.3.

⁵⁴ COM(2025) 735, *Report from the Commission to the European Parliament and the Council on the functioning of the European carbon market in 2024*, 3 décembre 2025.

⁵⁵ Directive (UE) 2023/958 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 modifiant la directive 2003/87/CE en ce qui concerne la contribution de l'aviation à l'objectif de réduction des émissions dans tous les secteurs de l'économie de l'Union et la mise en œuvre appropriée d'un mécanisme de marché mondial.

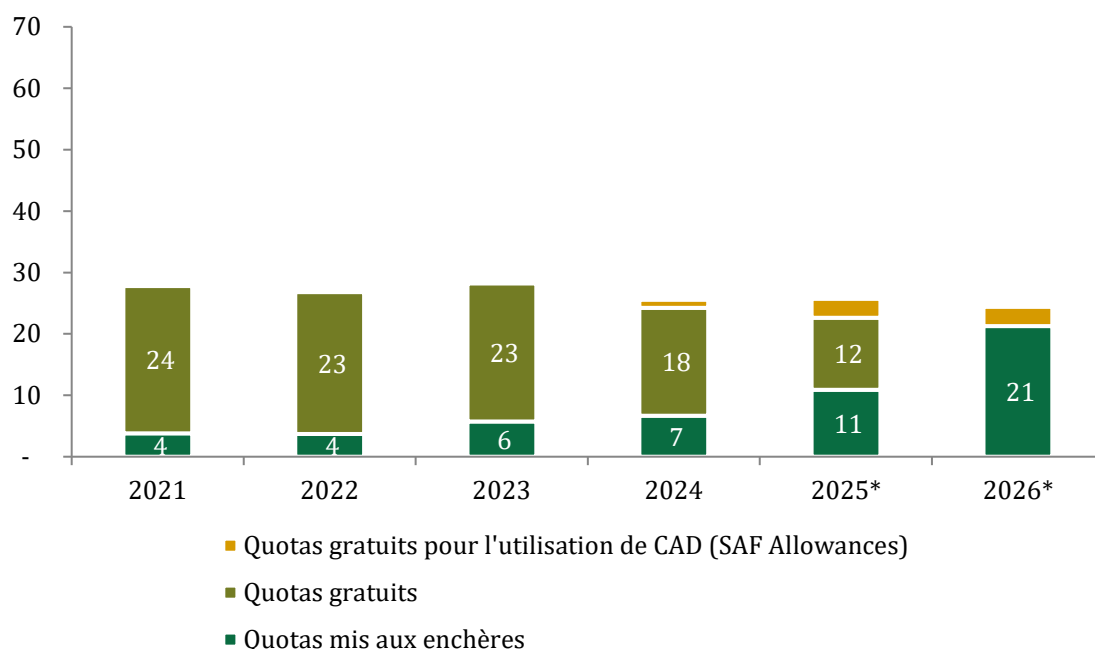
⁵⁶ Directive (UE) 2023/959 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 modifiant la directive 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre dans l'Union et la décision (UE) 2015/1814 concernant la création et le fonctionnement d'une réserve de stabilité du marché pour le système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre de l'Union.

6.2.2. Le SEQE appliqué à l'aviation couvre les vols intra-européens, soit 32 % des émissions du secteur, avec un signal-prix faible (20 €/tCO₂)

Depuis 2012, le SEQE-UE couvre également l'aviation⁵⁷, mais limité aux vols intra-européens⁵⁸, ce qui représentait en 2024 une fraction limitée (32 %) des émissions du secteur (62,6 Mt CO₂eq⁵⁹). Des crédits sont réservés à ce secteur que les compagnies aériennes peuvent acheter. Ainsi, en 2024, 68,5 % des quotas de l'aviation étaient distribués gratuitement (18 Mt de quotas gratuits et 1,3 Mt pour l'utilisation de CAD) et 24 % étaient mis aux enchères (cf. graphique 2).

La directive 2023/958 prévoit la suppression progressive des quotas gratuits à destination du secteur de l'aviation. Elle précise ainsi que pour l'aviation, 25 % des quotas qui auraient été alloués à titre gratuit seraient mis aux enchères en 2024, puis 50 % en 2025 et qu'en 2026, l'intégralité des quotas sera mise aux enchères, soit une suppression totale des quotas gratuits. Les effets non-CO₂ intéressent également l'UE, leur surveillance et rapportage ayant été imposé aux exploitants d'aéronefs pour les vols intra-EEE pendant les années 2025 et 2026, au sein du SEQE-UE.

Graphique 2 : Volumes de quotas ETS pour le secteur de l'aviation (en Mt CO₂e)



Source : Mission, à partir des données de la Commission européenne, 2025 pour l'historique et à partir des données de T&E, mars 2026 pour l'estimation prévisionnelle des volumes de quotas pour 2025 et 2026.

⁵⁷ Directive 2008/101/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 novembre 2008 modifiant la directive 2003/87/CE afin d'intégrer les activités aériennes dans le système d'échange de quotas d'émission de GES.

⁵⁸ Périmètre incluant les vols au départ du Royaume-Uni depuis 2021 (l'ETS du RU s'applique aux vols au départ de l'EEE) et la Suisse. Le SEQE-UE était initialement destiné à s'appliquer à tous les vols à destination ou en provenance de l'EEE, mais en raison de la pression exercée par des pays tiers, la mesure dite « *stop-the-clock* » l'a limité aux vols intra-EEE. Les vols internationaux sont censés être couverts par le CORSIA (décision n° 377/2013/UE du 24 avril 2013 dérogeant temporairement à la directive 2003/87/CE). En fonction de l'évaluation de l'UE du CORSIA en juillet 2026, le « *stop-the-clock* » pourrait prendre fin en 2026 et l'UE pourrait proposer d'étendre le champ d'application du SEQE-UE à tous les vols au départ de l'EEE.

⁵⁹ T&E estime que l'extension de l'ETS aux vols au départ de l'UE couvrirait 80 Mt de CO₂ additionnels.

La tarification du carbone, *via* le marché carbone européen (ETS), permet en théorie une gestion socio-économiquement optimale des externalités « carbone » sur les vols couverts. Cependant, comme l'aviation n'est soumise à l'ETS que sur un périmètre restreint, celui des vols intra-EEE, d'après T&E⁶⁰, **le prix estimé de la tonne de CO₂ pour les compagnies aériennes était de 20 € en 2024**, et ce, malgré la disparition progressive des quotas gratuits à horizon 2026. En comparaison, le coût des quotas ETS était de 64 € la tonne. Ainsi, selon T&E, respectivement 74 % et 83 % des émissions de Lufthansa et d'Air France n'étaient pas couvertes par l'ETS en 2024. Le coût des quotas ETS pour l'aviation (20 €/tCO₂) reste donc très inférieur au coût de la tonne de CO₂ évitée par un e-CAD, aujourd'hui entre 1 500 et 2 200 €/tCO₂ en 2030 (*cf.* annexe III), ce qui montre que les obligations d'incorporation qui s'appliquent sur les trajets vers l'extérieur de l'UE (50 % des émissions au départ de la France) se substituent imparfaitement⁶¹ à la tarification du carbone. En outre, le coût d'abattement des e-CAD pourrait rester supérieur à celui des crédits carbones internationaux à horizon 2040. De ce fait, les mécanismes de tarification du carbone ne suffiront pas, en l'état pour inciter les compagnies aériennes à incorporer des e-CAD.

Le SEQUE-UE a par ailleurs fortement évolué en 2024 en intégrant par des actes d'exécution et des actes délégués son articulation avec le CORSIA et la valorisation de CAD par des modalités comptables appelées « *zero-rating* ». Cela signifie que les compagnies aériennes n'ont pas à restituer de quotas correspondant à l'émission de CO₂ au titre de l'utilisation des CAD.

6.2.3. Les compagnies aériennes, incorporant des CAD, peuvent bénéficier de quotas gratuits (*free SAF Allowances*) qui couvrent le différentiel de prix entre les CAD et le kérosène fossile, à un prix plus incitatif pour les e-CAD

Le mécanisme européen FEETS (*fuel eligible for EU ETS support*) ou de *free SAF Allowances*, adopté en 2023⁶², réserve un stock de 20 millions de quotas ETS gratuits (soit environ 1,6 Md€ sur sept ans, 2024-2030⁶³) aux compagnies aériennes qui utilisent des CAD sur les vols intra-UE couverts par l'ETS⁶⁴. Les quotas alloués couvrent ainsi une partie de la différence de prix entre le CAD et le kérosène fossile pour réduire le surcoût lié à l'incorporation des CAD.

Ainsi, en contrepartie de l'incorporation de CAD, les compagnies aériennes peuvent se voir allouer un volume de quotas gratuits correspondant au volume de CAD consommé multiplié par le différentiel de prix entre le CAD et le conventionnel, sur la base du « *premier arrivé, premier servi* ». **La couverture de l'écart de prix est modulée en fonction du type de carburant :**

- ◆ **95 % du surcoût pour les RFNBO ;**
- ◆ 70 % pour les biocarburants avancés ;
- ◆ 50 % pour les autres carburants durables.

⁶⁰ T&E, *Boosting aviation decarbonisation through the revision of the EU ETS*, briefing, mars 2026.

⁶¹ La théorie économique indique qu'une obligation est moins efficiente économiquement que la tarification du carbone.

⁶² Article 3 *quater*) § 6) de la version consolidée de la directive (UE) 2023/958 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 mis en œuvre par le règlement délégué 2025/723 de la Commission du 6 février 2025 établissant des règles détaillées pour le calcul annuel des différences de prix entre les carburants d'aviation admissibles et le kérosène fossile, ainsi que pour l'allocation, dans le cadre du SEQUE de l'UE, de quotas pour l'utilisation de carburants d'aviation admissibles.

⁶³ En supposant un prix de 80€/tCO₂.

⁶⁴ Seuls les CAD couverts par les obligations dans le cadre de l'ETS sont éligibles aux quotas gratuits au titre des *SAF allowances*.

À noter que 100 % du surcoût est couvert dans les aéroports situés dans de petites îles (< 10 000 km²) et qui n'ont ni connexion routière ou ferroviaire avec la terre, pour des aéroports trop petits pour être définis comme des aéroports de l'Union.

D'un point de vue économique, le FEETS incite, en théorie, les compagnies aériennes à la consommation de e-CAD (95 % de l'écart de prix couvert contre 50 à 70 % pour les bio-CAD). **En pratique, le mécanisme FEETS ne soutient pas l'atteinte des FID pour les porteurs de projet d'e-CAD car il expire en 2030, alors qu'il n'y aura probablement pas de production d'e-CAD à cette échéance.** Ainsi, l'ensemble de l'enveloppe sera probablement absorbée par les bio-CAD entre 2027 et 2029⁶⁵. Le secteur de l'aviation, qui apprécie ce mécanisme, souhaite son extension et une augmentation des volumes.

La Commission européenne doit rédiger un rapport sur le fonctionnement du mécanisme FEETS au plus tard en janvier 2028. Dans l'hypothèse où ce mécanisme apparaîtrait approprié, la Commission peut proposer son extension jusqu'en 2035.

Au regard de la hausse probable du coût de mise en œuvre des obligations au titre du règlement ReFuelEU Aviation à compter de 2030, avec l'introduction des obligations d'incorporation en carburants de synthèse, **activer la prolongation au-delà de 2030 des quotas gratuits pour les CAD**, telle que prévue par la directive ETS, pourrait être envisagé, d'autant que le mécanisme est simple. Cependant pour que le dispositif ait un effet significatif, à la hauteur des surcoûts des e-CAD, l'enveloppe de quotas gratuits devrait être très fortement augmentée.

Une prolongation au-delà de 2030 réduirait la disponibilité des revenus ETS pour financer d'autres mécanismes de soutien au secteur des e-CAD, comme les doubles enchères ou le CfD (cf. partie 4). Si le mécanisme des quotas gratuits était maintenu au-delà de 2030, jusqu'à une prochaine échéance en 2035, cela permettrait de s'assurer que les e-CAD, produits à échelle industrielle, pourraient en bénéficier. T&E préconise dans ce cas d'une part, de créer une poche dédiée aux e-CAD pour s'assurer qu'une part du budget des quotas gratuits sera fléchée vers ces carburants et d'autre part, d'augmenter le volume de quotas (+ 30 M).

La mission considère que le signal-prix du carbone pour le secteur aérien doit être renforcé, ce qui passe par un dispositif de quotas gratuits limité dans le temps.

Encadré 5: Exemples de mécanismes de soutien à la consommation de CAD par les compagnies aériennes

En Belgique, *Brussels Airport Company*, l'exploitant de l'aéroport national de Bruxelles, a reçu une subvention de 2 M€ du gouvernement belge en 2024 pour soutenir l'incorporation de CAD par les compagnies aériennes. Cette aide couvre 80 % de la différence de prix entre le kérosène conventionnel et le CAD, jusqu'à 1 000 euros par tonne de CAD et plafonné à 200 000 euros par compagnie aérienne. Les matières premières doivent être conformes à la réglementation européenne (version consolidée de la directive RED II) et un taux de mélange minimal de CAD de 25 % doit être respecté pour le carburant bénéficiant de cette aide.

Source : Mission, à partir des données de l'OACI.

⁶⁵ D'après la DG CLIMA, 1,3 millions de quotas ont déjà été distribués (soit 100 M€) pour soutenir la production de 170 kt d'HEFA en 2024.

6.2.4. Les recettes prévisionnelles issues de l'ETS aviation, estimées à 13 Md€ pour 2030-2039, permettraient de couvrir le différentiel de prix des deux tiers des besoins de production d'e-CAD européens pour 2030

En 2024, la vente aux enchères des quotas ETS a généré 38,8 Md€ de recettes, dont 63 % (24,4 Md€) ont été affectés aux États membres, dont 1,5 Md€ pour la France. Les États membres déterminent l'usage qui est fait des recettes tirées de la mise aux enchères des quotas qui doit concourir au soutien d'actions climatiques ou énergétiques. Les recettes tirées du SEQUE-UE ont également été allouées au Fonds pour l'innovation (2,3 Md€) qui a financé les ventes aux enchères organisées par la banque européenne de l'hydrogène (cf. partie 4.2.2).

Le secteur de l'aviation a versé 3 Md€ en 2024 au titre du mécanisme ETS, dont 1,7 Md€ ont été affectés aux États membres. Les principaux bénéficiaires sont ceux avec un secteur de l'aviation fort : l'Allemagne (329 M€), l'Espagne (176 M€), l'Italie (176 M€), la Pologne (165 M€) et la France (120 M€).

D'après T&E, l'extension du SEQUE-UE pour l'aviation aux vols internationaux pourrait générer près de 14 Md€ de revenus par an en 2030. Carbone4 estime que cela générerait 26 Md€ de revenus par an en 2030, à mettre en regard des besoins d'investissements estimés à 8 Md€ pour le développement industriel des e-CAD⁶⁶. L'extension du SEQUE-UE aux vols extra-EEE en 2010 avait néanmoins conduit à une vive opposition d'États tiers, notamment dans le cadre de l'OACI, ce qui avait finalement conduit l'UE à renoncer à la mesure en 2013.

Le transport maritime, qui ne bénéficie pas de quotas gratuits dans le cadre de l'ETS, a bénéficié dans le cadre du budget pour 2026 de crédits supplémentaires issus du produit de l'ETS à raison de 70 M€ qui serviront à financer des appels à projets pour décarboner la filière. Cependant, en raison de l'enveloppe financière limitée, il a été décidé de ne pas porter de dispositif de soutien en faveur des e-CAD.

D'après T&E, un **fléchage de 25 % des recettes de l'ETS du maritime et de l'aviation permettrait de générer 37 Md€ entre 2030 et 2039 pour combler le différentiel de prix entre les e-carburants et les autres carburants**, dont 24 Md€ pour le maritime et 13 M€ pour l'aviation⁶⁷. Ce budget permettrait de financer :

- ◆ Pour le maritime, pour un prix de 1 000€/toe, 5 Mt d'e-méthanol par an ou 5,4 Mt d'e-ammoniac par an, sur dix ans ;
- ◆ Pour l'aérien, pour un prix du e-CAD de 3 000 €/ toe (pour que le e-CAD soit à parité avec le bio-CAD), 0,4 Mtoe de e-CAD sur dix ans, soit deux tiers de la cible de ReFuelEU pour 2030.

La mission considère que les recettes publiques, provenant de l'ETS, peuvent être fléchées via le fonds pour l'innovation notamment vers des projets de production d'e-CAD.

⁶⁶ Carbone4, Carbon Market Watch, *International aviation : will the EU restart the clock ? Exploring the future of aviation under the EU ETS*, juillet 2025.

⁶⁷ T&E, *Recommendations for the Sustainable Transport Investment Plan (STIP)-Call for evidence*, septembre 2025

6.3. L'extension aux CAD du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) pourrait soutenir l'offre

Le mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF, CBAM en anglais), entré en vigueur le 31 octobre 2023⁶⁸, est un instrument de la politique climatique européen visant à lutter contre les fuites de carbone (délocalisation dans des pays moins « durables » et prise en compte des produits importés avec un avantage en termes de prix).

C'est un mécanisme qui a pour objectifs de réduire le contenu carbone des produits importés dans l'Union européenne, de décarboner les chaînes de valeur de l'UE et de réduire les fuites environnementales liées aux importations. Il vise à inciter les entreprises à importer des produits décarbonés et respectueux de l'environnement.

Concrètement, étant donné que le SEQUE UE ne s'applique pas aux producteurs étrangers à l'UE, le MACF vise à appliquer le prix du carbone aux importations. Il applique une tarification du carbone aux émissions importées dans l'UE, de telle sorte que celle-ci soit équivalente à celle appliquée à ces mêmes produits fabriqués dans l'UE. Le MACF :

- ◆ Permet aux industriels européens d'investir dans leur décarbonation tout en évitant les délocalisations ou la hausse des importations ;
- ◆ Incite également les producteurs étrangers à se décarboner et les pays partenaires à mettre en place leurs propres systèmes de tarification du carbone.

Le MACF couvre actuellement six secteurs fortement exposés aux fuites de carbone (fer et acier, aluminium, ciment, fertilisants, hydrogène, électricité) représentant environ la moitié des émissions industrielles. Il vise à remplacer progressivement le système des quotas gratuits. Le MACF est neutre quant à la technologie de décarbonation utilisée et ne prend en compte que le contenu carbone du produit importé. Ainsi, l'hydrogène produit à partir de vaporeformage, avec ou sans CCS, ou par électrolyse sera uniquement tarifé selon son intensité carbone. L'importateur doit acheter des certificats MACF pour couvrir la différence de prix.

Le projet de SNBC 3 soutient **l'extension graduelle du MACF à de nouveaux secteurs, couverts par le SEQUE**, afin de réduire encore davantage les émissions importées de la France et renforcer les incitations à la décarbonation pour les industriels français. Le MACF pourrait ainsi être étendu au transport aérien.

À l'inverse, certaines compagnies aériennes préconisent l'extension du CBAM aux CAD plutôt qu'au transport aérien en lui-même (mécanisme dit de SAF-BAM) au même titre qu'est couvert l'acier, en tant que matière première (cf. annexe II). Cette fiscalité sur l'importation des CAD permettrait de lutter contre la concurrence déloyale d'une importation de CAD de moindre qualité. Or, ce mécanisme soutient la demande de CAD par les compagnies aériennes qui bénéficieraient du mécanisme de SAF-BAM, plutôt que la production de CAD en elle-même. Toutefois, le produit de cette fiscalité pourrait être affecté au soutien à la production européenne de CAD.

⁶⁸ Règlement (UE) 2023/956 du Parlement européen et du Conseil du 10 mai 2023 établissant un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières : période transitoire du 1^{er} octobre 2023 au 31 décembre 2025 puis entrée en vigueur définitive à compter du 1^{er} janvier 2026.

7. Le levier fiscal seul apparaît limité pour soutenir le développement de la filière, mais des recettes fiscales supplémentaires permettraient de soutenir l'amorçage de projets

7.1. Les leviers fiscaux existants sont peu incitatifs à la création de nouvelles unités de production d'e-CAD, tandis que la refonte de la TIRUERT dans l'IRICC, dispositif non fiscal, pourrait constituer un levier de structuration de la filière des carburants de synthèse maritime

7.1.1. Les cibles d'incorporation de carburéacteurs durables, prévues par la TIRUERT, ont été atteintes par le secteur aérien entre 2022 et 2024

Conformément à la commande du Gouvernement, la mission a dressé le bilan de **l'inclusion du carburéacteur⁶⁹ dans la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT)**. La TIRUERT, mise en œuvre pour le secteur du transport routier, avait été étendue à compter du 1^{er} janvier 2022⁷⁰ au secteur aérien : l'imposition des carburéacteurs de type essence et pétrole lampant mis à la consommation avait pour objectif d'inciter à l'utilisation des biocarburants dans ce secteur.

La TIRUERT⁷¹ est une **taxe comportementale participant à l'atteinte des objectifs d'incorporation d'énergie renouvelable (EnR) dans les transports** fixés par la directive RED III. Cette taxe fixe un objectif d'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport au-delà duquel le montant dû au titre de cette taxe est nul pour le redevable. Son objectif principal n'est donc pas le paiement de la taxe⁷². Elle ne s'applique pas en outre-mer.

Ses redevables sont les metteurs à la consommation de carburants qui doivent déposer auprès de la direction générale des douanes et des droits indirects (DGDDI) une déclaration annuelle, au plus tard le 10 avril de l'année qui suit l'année d'imposition. Le redevable⁷³, principalement des dépôts pétroliers, peut ainsi minorer le taux de la taxe à proportion de la part d'EnR⁷⁴ réputée contenue dans les carburants qu'il met à la consommation durant l'année considérée (cf. encadré 6). **Seuls les biocarburants ou les carburants d'origine renouvelable répondant à des critères de durabilité stricts peuvent être pris en compte dans le calcul de la réduction du taux de la taxe⁷⁵.**

⁶⁹ Un carburéacteur est un combustible pour moteur d'avion à réaction ou à turbine.

⁷⁰ Par l'article 58 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021.

⁷¹ La TIRUERT est la nouvelle dénomination, applicable depuis le 1^{er} janvier 2022, de l'ancienne taxe incitative relative à l'incorporation de biocarburants (TIRIB) qui remplaçait elle-même la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) sur certains carburants depuis le 1^{er} janvier 2019.

⁷² Prévue à l'article 266 *quindecies* du code des douanes, la TIRUERT constitue une taxe à finalité spécifique telle que définie au 2 de l'article 1^{er} de la directive 2008/118/CE relative au régime général d'accise.

⁷³ D'après l'article 266 *quindecies* du code des douanes, les redevables de l'accise sur les énergies mentionnée à l'article L. 312-1 du code des impositions sur les biens et services et perçue sur les produits relevant des catégories fiscales des gazoles et des essences sont redevables d'une TIRUERT.

⁷⁴ Les produits issus de sources renouvelables qui peuvent être pris en compte pour la minoration du taux de la TIRUERT sont définis à l'article 1^{er} du décret n° 2019-570 du 7 juin 2019.

⁷⁵ Les biocarburants provenant d'huile de palme sont interdits depuis le 1^{er} janvier 2020, ceux fabriqués à partir de soja depuis le 1^{er} janvier 2022.

Encadré 6 : Formule de calcul de la TIRUERT

La TIRUERT était pilotée grâce à deux paramètres fixés annuellement en loi de finances : un tarif forfaitaire et un taux d'incorporation cible.

Le montant de la TIRUERT à payer est égal au produit de l'assiette, par le tarif forfaitaire, auquel est appliqué un coefficient égal à la différence entre le pourcentage national cible d'incorporation d'énergie renouvelable dans les transports et la proportion d'énergie renouvelable.

$$\text{TIRUERT} = \text{Tarif forfaitaire} * \text{volume} * (\text{taux cible d'incorporation} - \text{taux constaté d'incorporation plafonné})$$

Source : Mission.

L'objectif d'incorporation dépend de la filière (essences, gazoles, carburéacteurs). Dès la mise en place de la filière carburéacteurs, et en l'absence de cadre européen, il était prévu que la TIRUERT évolue dans le temps et que ses pourcentages cibles d'incorporation soient réhaussés au fur et à mesure des lois de finances afin d'assurer un déploiement progressif des carburants d'aviation durables à l'échelle nationale en accord avec les objectifs de la feuille de route. Ainsi, l'objectif d'incorporation cible de biocarburants a été réhaussé de 1 % en 2022 à 1,5 % en 2024⁷⁶ pour préparer la mise en œuvre du règlement européen ReFuelEU Aviation. De même, le tarif de la taxe a augmenté de 125 € par hectolitre en 2022, soit environ 1 600 € par tonne à 168 € par hectolitre en 2024 (cf. tableau 3). Les produits éligibles à la filière carburéacteurs étaient les biocarburants avancés et les carburants de synthèse⁷⁷ au sens de la directive énergies renouvelables (RED II) ainsi que les EP2⁷⁸ et les amidons résiduels⁷⁹.

Tableau 3 : Les paramètres de la filière carburéacteur de la TIRUERT

	2022	2023	2024
Tarif forfaitaire (€/hL)	125	168	168
Taux cible d'incorporation (%)	1 %	1 %	1,5 %
Taux réalisé d'incorporation (%)	1 %	1 %	1,5 %

Source : Mission, à partir des données de la DGDDI. Légende : hL-hectolitre.

D'après la direction de la législation fiscale (DLF), la TIRUERT n'a pas permis de collecter de recettes dans la mesure où les cibles d'incorporation de biocarburants étaient globalement atteintes.

⁷⁶ Ce qui correspond à un taux cible de 0,75 % en « physique » après application du multiplicateur deux applicable aux biocarburants avancés. Jusqu'en 2024 inclus, le fonctionnement de la TIRUERT prévoyait l'application de certaines règles de calcul alignées sur celles de la directive 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables (dite RED2). Cette dernière permet certaines flexibilités, comme le doublement de la valeur énergétique de certains produits pour le calcul d'atteinte d'obligations. Les modalités d'application du double comptage sont précisées au D du V de l'article 266 quindecies du code des douanes (Annexe X). Cette flexibilité n'a pas été reprise dans le règlement ReFuelEU Aviation.

⁷⁷ D'après la circulaire n° 22-023 du 1^{er} décembre 2022 relative à la TIRUERT, six voies de carburants d'aviation durables pouvaient être pris en compte dans la filière carburéacteurs : les HEFA, les huiles co-traitées, le carburant de synthèse de la filière Fischer-Tropsch (FT), la voie CHJ, la voie ATJ-SPK et la voie SIP.

⁷⁸ Égouts pauvres issus des plantes sucrières et obtenus après deux extractions sucrières

⁷⁹ Amidons résiduels issus des plantes riches en amidon, en fin de processus de transformation de l'amidon

La France a ainsi été le premier et le seul État de l'Union européenne à imposer de 2022 à 2024 à ses fournisseurs de carburants, une obligation d'incorporation nationale de CAD par l'intermédiaire de la TIRUERT⁸⁰. Toutefois, depuis le 1^{er} janvier 2025⁸¹, la loi de finances pour 2025 a supprimé la filière carburéacteurs de la TIRUERT, les objectifs d'incorporation nationaux applicables aux fournisseurs de carburants étant uniquement portés par le règlement RefuelEU Aviation. Dès lors, l'obligation nationale d'incorporation d'énergie renouvelable dans les carburéacteurs consommés n'est plus applicable, le dernier exercice déclaratif TIRUERT filière carburéacteur s'étant clôturé le 10 avril 2025⁸². Du fait de l'absence de prolongation de la filière carburéacteurs de la TIRUERT en 2025 et 2026, contrairement à ce qui avait été décidé en réunion interministérielle⁸³, les carburéacteurs ne sont plus imposés depuis 2024.

7.1.2. Le projet de mécanisme incitant le secteur maritime à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) tel qu'il est actuellement calibré apparaît adapté pour avoir un effet catalyseur sur l'émergence de la filière de carburants de synthèse pour le maritime

La refonte de la TIRUERT dans l'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC) pourrait constituer un levier de structuration de la filière industrielle des carburants durables pour le maritime, en complément du cadre réglementaire et sans impact budgétaire.

Prévue pour remplacer la TIRUERT à partir de 2027, l'IRICC est un dispositif non fiscal fondé sur un objectif global de réduction de l'intensité carbone en 2030 et jusqu'en 2035, décliné en objectifs assignés à chaque filière de carburants redevable de l'accise sur les énergies, à l'horizon d'une décennie pour permettre de réaliser des investissements de long terme. L'un des enjeux vise à tenir compte de l'efficacité environnementale des carburants, ce qui n'était pas le cas de la TIRUERT et à articuler la politique de développement des carburants alternatifs avec les évolutions de la réglementation européenne. À ce stade, il a été décidé de ne pas inclure les régions ultrapériphériques (RUP) dans le champ de l'IRICC.

L'IRICC vise à étendre, en conformité avec la directive RED III, les objectifs de décarbonation et d'incorporation de carburants renouvelables⁸⁴ au secteur maritime.

La proposition législative actuelle de l'IRICC telle que soumise à consultation par la DGE⁸⁵ fixerait trois objectifs reposant sur les metteurs à consommation jusqu'en 2035 (cf. tableau 4) :

- ◆ Un objectif annuel de réduction de l'intensité carbone de l'ensemble des carburants distribués, inscrit dans la loi ;

⁸⁰ Source : question de l'Assemblée nationale au gouvernement (AN-FINH-CEA 226).

⁸¹ Article 24 de la loi n° 2025-217 du 14 février 2025. Circulaire du 4 juillet 2025 du sous-directeur de la fiscalité douanière sur la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport (TIRUERT).

⁸² Dans l'hypothèse où cette filière aurait été maintenue, il était prévu pour 2025 un taux d'incorporation cible de 2 % et un tarif forfaitaire de 280€/ hL.

⁸³ Lors de la réunion interministérielle du 24 juillet 2025, le cabinet de Premier ministre a retardé d'un an l'entrée en vigueur de l'IRICC au 1^{er} janvier 2027, prolongeant d'un an la TIRUERT afin de couvrir l'année 2026. Le cabinet souhaite que les paramètres de l'IRICC assurent une neutralité sur les prix des carburants lors du passage de la TIRUERT à l'IRICC.

⁸⁴ Le projet prévoit de couvrir les carburants des secteurs maritime et fluvial suivants : fioul lourds, DML, gazole et GNL.

⁸⁵ Dossier de consultation du 12 mai 2025 sur le projet de mécanisme incitant à la réduction de l'intensité carbone des carburants (IRICC).

Annexe IV

- ◆ Des objectifs d'utilisation d'énergie renouvelable séparés par filière de carburant, garantissant leur contribution respective et limitant partiellement la concurrence entre filières, déterminés par voie réglementaire ;
- ◆ Des objectifs garantissant un usage minimal de biocarburants avancés et d'hydrogène renouvelable et bas carbone, fixés par la directive RED III, déterminés par voie réglementaire.

De plus, l'IRICC fixerait un sous-objectif spécifique pour les carburants de synthèse : elle reposerait sur une obligation annuelle portant sur les distributeurs de carburants de 1,2 % d'e-fuels maritimes à partir de 2030⁸⁶, puis de 2 % à partir de 2034.

L'article 42 du nouveau projet de loi portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne (DDADUE), adopté par le Sénat le 18 février 2026, actuellement en lecture à l'Assemblée nationale, introduit le dispositif d'IRICC pour les secteurs maritime et terrestre (chapitre VII du titre VIII du livre II du code de l'énergie). Il prévoit que les proportions d'incorporation obligatoire de carburants RFNBO soient fixées par un arrêté des ministres chargés de l'énergie et des douanes.

Tableau 4 : Récapitulatif des objectifs cumulatifs prescrits par l'IRICC

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
GES aviation	2,5 %	3,3 %	4,1 %	4,9 %	5,8 %	8,4 %	10,8 %	13,3 %	15,9 %	18,7 %
GES maritime	3 %	3,3 %	4,0 %	5,0 %	6,0 %	7,0 %	8,0 %	10,0 %	12,0 %	14,5 %
ENR maritime	2,9 %	3,8 %	4,7 %	5,9 %	7,1 %	8,2 %	9,4 %	11,8 %	14,1 %	17,1 %

Source : Mission, à partir du dossier de consultation de mai 2025 sur l'IRICC. Note de lecture : Pour atteindre l'objectif national de réduction de 14,5 % en 2030 de l'intensité carbone des transports, le secteur maritime doit réduire l'intensité carbone de ses carburants de 6 % et doit incorporer 7,1 % de biocarburants.

Selon un bleu ministériel du 24 juillet 2025, le transport aérien serait exclu de l'IRICC visant à succéder à la TIRUERT pour transposer la directive RED III, en raison du statut de *lex specialis* du règlement ReFuelEU Aviation vis-à-vis de la directive RED III, interdisant toute superposition d'une obligation d'incorporation nationale avec l'obligation européenne portée par le règlement ReFuelEU Aviation.

L'atteinte de l'objectif de réduction d'intensité carbone devrait être justifiée par les obligés (metteurs à la consommation) au moyen de certificats de réduction de l'intensité carbone du carburant durable consommé. En cas de non-atteinte des objectifs, des pénalités pourraient s'appliquer.

Les carburants maritimes, nouvellement concernés par le mécanisme, seraient intégrés progressivement pour le calcul de l'objectif de réduction d'intensité carbone : 42 % pris en compte à partir de 2026, 46 % en 2027, 48 % en 2028, 53 % en 2029 pour atteindre 57 % en 2030, et jusqu'à 78 % en 2035.

T&E considère que l'adoption de dispositifs pour la fourniture obligatoire de carburants alternatifs est nécessaire pour s'assurer de la mise à la consommation réelle de ces carburants par les fournisseurs d'énergie.

La mission considère que le projet d'IRICC doit être calibré de telle sorte qu'il intègre des objectifs spécifiques aux carburants de synthèse maritime pour soutenir l'émergence de la filière cohérente avec les objectifs européens et que le niveau de pénalités soit un signal-prix suffisamment fort pour garantir le développement de ces carburants.

⁸⁶ Ce qui représenterait moins de 60 kt par an d'e-méthanol selon Elyse Energy.

7.1.3. Le crédit d'impôt sur les carburants d'aviation durable, voté en loi de finances pour 2025 mais pas entré en vigueur début 2026, ne concernera pas les carburants de synthèse

Un crédit d'impôt sur les carburants d'aviation durable (CI-CAD) a été introduit dans la loi de finances pour 2025⁸⁷. L'article 220 decies du code général des impôts prévoit que les compagnies aériennes soumises à l'impôt sur les sociétés (IS) peuvent bénéficier d'un crédit d'impôt sur leur montant d'IS au titre des dépenses d'achat de carburants d'aviation durables admissibles embarqués en France qu'elles engagent pour certains vols commerciaux extra-communautaires. Le crédit d'impôt couvre ainsi un périmètre complémentaire au FEETS qui couvre les vols intra-communautaires (cf. partie 6.2.3).

Le crédit d'impôt a été mis en place pour réduire de moitié le surcoût des CAD sur les vols extra-communautaires. Le crédit d'impôt est assis sur la différence entre le prix d'achat des carburants d'aviation durables admissibles mentionnés au I du présent article et le prix d'achat des carburants d'aviation conventionnels au sens du 14 de l'article 3 du règlement ReFuelEU Aviation, minorés des taxes et des frais de toute nature, dans la limite de 2 000 € par tonne. Le taux du crédit d'impôt est de 50 %. Le crédit d'impôt inclut un plafond groupe de 40 M€ par entreprise et par exercice. **Ce crédit d'impôt représenterait une dépense fiscale évaluée à 50 M€ en 2026⁸⁸.**

À la date de la mission (février 2026), ce crédit d'impôt n'était pas entré en vigueur car il créé un avantage économique et nécessite donc l'accord de la Commission européenne, à la suite de l'examen de la compatibilité du crédit d'impôt avec le régime européen des aides d'État⁸⁹. Il a été pré-notifié à la Commission européenne en mars 2025 avec un objectif de mise en œuvre qui était initialement prévu pour septembre 2025. Le dispositif a vocation à être temporaire et doit s'étendre **jusqu'au 31 décembre 2027**, étant précisé qu'en 2027, le MACF entrera en vigueur et que le crédit d'impôt aura moins d'utilité.

De plus, à ce stade, les carburants de synthèse ne font pas partie des carburants éligibles au crédit d'impôt. Sont éligibles les biocarburants avancés et liquides.

Les usines de production de CAD seront confrontées à des coûts opérationnels et des risques plus élevés que les producteurs de carburants fossiles. Pour répondre à ces enjeux, l'OACI considère que des allègements fiscaux, via des crédits d'impôts, peuvent être envisagés pour réduire l'écart de coût de production entre les CAD et le carburant fossile. Les Etats-Unis ont mis en place un crédit d'impôt incitatif pour les projets de CAD (cf. encadré 7).

⁸⁷ D'après l'évaluation des voies et moyens, il s'agit de la dépense fiscale n° 320149 intitulée « *crédit d'impôt au titre des dépenses d'achat de carburants d'aviation durables* ».

⁸⁸ D'après le tome 2 annexé au PLF pour 2026 sur les voies et moyens.

⁸⁹ Dans une décision de juillet 2025, la Commission européenne conclut que le schéma d'aide pour les CAD pour l'aviation domestique mis en place par le Danemark est compatible avec le régime des aides d'État.

Encadré 7 : Les dispositifs fiscaux de soutien aux infrastructures de production de CAD à l'étranger

Aux **Etats-Unis**, le *U.S. Sustainable Aviation Fuel Credit*, aussi connu sous le nom de « *SAF blenders tax credit* » est une incitation fiscale sous forme de crédit d'impôt basé sur la performance : le crédit d'impôt plus élevé pour les projets présentant les meilleures performances en matière d'émission de GES. Ainsi, le crédit d'impôt s'applique à raison de 1,25\$ par gallon de CAD pour un CAD présentant une amélioration de 50 % des émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie par rapport au kérosène conventionnel. Ce crédit augmente pour chaque point de pourcentage d'amélioration des émissions, jusqu'à 1,75\$ par gallon.

Au **Canada**, un crédit d'impôt à l'investissement dans les technologies propres existe pour le capital investi dans l'adoption et l'exploitation de nouveaux biens de technologies propres. Il peut représenter jusqu'à 30 % du coût d'investissement. Il est actuellement dirigé principalement vers des projets d'hydrogène ou de *carbon capture, utilisation and storage* (CCUS), mais des projets de production de CAD pourraient y être éligibles.

Source : Mission, à partir des données de l'OACI et des résultats de l'ECI.

7.2. Les transports aérien et maritime bénéficient d'une fiscalité allégée qui comprend des dispositifs fiscaux défavorables à leur décarbonation

En France, les transports aérien et maritime bénéficient de l'absence de taxation du kérosène et de l'assujettissement des seuls vols domestiques à la TVA, au taux réduit.

D'après T&E de 2023, les exonérations fiscales dont bénéficie le secteur aérien représentent un manque à gagner estimé à 4,7 Md€ pour l'État en 2022⁹⁰ et à 6,1 Md€ en 2025 (soit + 30 %) au regard de la reprise du trafic aérien.

Selon la direction générale du trésor (DGT), en 2025, la tarification du transport aérien français couvrirait, en moyenne, 34 % environ de l'ensemble de ses externalités négatives. Cela signifie que lorsqu'un trajet en avion crée des nuisances coûtant 1 euro à la société, l'utilisateur n'en paye que 34 centimes⁹¹. Il convient cependant de noter que le calcul considère que les effets « *non-CO₂* » représentent 41 % de l'impact de l'aviation sur le changement climatique, mais ces effets nécessitent encore des recherches soutenues pour en cerner plus précisément la valeur.

La convention de Chicago, adoptée en 1944, prévoit que le carburant déjà présent à bord d'un avion, comme l'avion lui-même, ne peut pas être taxé à l'arrivée, avec pour objectif historique de faciliter l'essor du transport aérien et du développement des liaisons internationales. En revanche, le carburant pris sur le territoire concerné peut l'être, ce qui rend envisageable un schéma de tarification du kérosène à l'emport.

L'exonération de taxation du kérosène embarqué pour les vols internationaux est inscrite dans les accords bilatéraux de services aériens.

Au niveau européen, les carburants aériens sont exonérés de taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (TICPE) en application de la directive dite « *accises* » (2003/96/CE) sur la taxation de l'énergie qui impose aux États membres l'exonération de taxes sur les carburants utilisés pour la navigation aérienne à l'exception de l'aviation de tourisme privée.

⁹⁰ T&E, *Aviation tax gap : how much revenues are governments losing out on due to poor aviation taxation?* Juillet 2023.

⁹¹ DGT, Trésor-Eco, *Tarification et fiscalité du transport aérien*, n° 367, juillet 2025.

Une proposition de révision de cette directive⁹² a été faite dans le cadre du paquet « *Fit for 55* » mais n'est pas encore adoptée, notamment du fait de la nécessité d'obtenir l'unanimité des États membres pour les questions fiscales. La proposition devait permettre de **veiller à ce que la taxation des différents produits énergétiques (carburants, combustibles et électricité) reflète leur impact sur l'environnement**. Elle visait deux objectifs :

- ◆ Structurer les taux d'imposition minimaux sur le contenu énergétique et les performances environnementales réels des carburants et de l'électricité, plutôt que sur le volume ;
- ◆ Et élargir la base d'imposition en incluant davantage de produits et en supprimant certaines des exonérations et réductions actuelles.

Sa révision aurait conduit à introduire un seuil minimal de taxation du kérosène aérien et du carburant maritime.

L'exonération de taxation du kérosène du secteur aérien ne constitue pas une dépense fiscale à proprement parler.

La DGEC considère que l'interdiction de taxer en droit national le kérosène pour les vols internationaux limite la possibilité de faire finement contribuer chaque passager au mécanisme de dérisquage des investissements en faveur des CAD.

La mission a inclus dans son analyse, conformément à la lettre de mission, les **dispositifs fiscaux** suivants qui ne sont pas considérés comme des dépenses fiscales, en raison des conventions qui les définissent, mais qui s'apparentent pourtant à des dépenses fiscales défavorables à l'environnement :

- ◆ Les **exonérations d'accise sur les énergies** dont bénéficient le secteur du transport maritime et aérien qui ne sont plus considérées comme des dépenses fiscales depuis 2009 en partant du principe que ces exonérations découlent du droit international. Selon la DGT et la DB, la suppression de l'exemption d'accise sur les énergies pour les vols domestiques rapporterait environ 550 M€ hors taxes et près de 660 M€ avec l'effet TVA. Selon la DB, l'impact sur la compétitivité d'Air France serait limité, au vu de la part du trafic domestique dans leur chiffre d'affaires (6 % en 2023) et du fait que les compagnies concurrentes devraient s'acquitter de la même taxe sur les mêmes lignes. **Le projet de révision de la directive sur la taxation de l'énergie introduisait une taxe sur le kérosène** dont le taux était modulable en fonction de la performance environnementale du carburant. Toutefois, la révision de cette directive est à l'arrêt (*cf. supra*) ;
- ◆ Le **différentiel de taxation entre carburants**, qui n'est pas considéré comme une dépense fiscale dans la mesure où la DLF estime qu'il s'agit de deux carburants différents qui peuvent donc supporter des niveaux différents de fiscalité sans que cela ne constitue une dépense fiscale. La norme de référence pour l'impôt considéré consiste donc à associer à chaque produit énergétique distinct un taux, qui peut donc varier selon ces produits sans que cette variation ne soit considérée une dépense fiscale. C'est le cas de la TIRUERT ;

⁹² Projet de révision de la directive 2003/96/CE du Conseil du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité.

- ◆ **Les transports aériens ou maritimes métropolitains sont pour leur part assujettis à la TVA au taux intermédiaire de 10 %** qui s'applique à l'ensemble des transports de voyageurs (article 279 du code général des impôts)⁹³. Le taux réduit de TVA sur les billets d'avion (dont le coût est évalué à 170 M€ par an par la DLF⁹⁴), qui n'est pas considéré comme une dépense fiscale dans la mesure où il constitue une mesure de soutien à la consommation plutôt qu'une mesure de soutien économique au secteur du transport aérien.

En 2021, la convention citoyenne pour le climat a proposé de réduire la TVA sur les billets de train de 10 % à 5,5 %. **À l'inverse, un relèvement du taux de TVA sur les billets d'avion de 10 % au taux normal de 20 %, pour les seules liaisons métropolitaines, aurait pour conséquences :**

- ◆ De renforcer le signal-prix adressé aux usagers du transport aérien, qui contribue significativement aux émissions de GES et qui revêt en outre une forte dimension symbolique, dans la mesure où il bénéficie à une minorité de la population au pouvoir d'achat le plus élevé ;
- ◆ De préserver la compétitivité du *hub* de Roissy-Charles de Gaulle puisque les passagers en correspondance resteraient exonérés de TVA ;
- ◆ De rendre peu opérantes les contestations fondées sur le principe de neutralité tarifaire dans la mesure où, d'une part, l'Allemagne a d'ores et déjà mis en vigueur un taux de TVA différent pour ses liaisons domestiques aériennes et pour ses liaisons domestiques ferroviaires et où, d'autre part, la jurisprudence de la cour de justice de l'Union européenne (CJUE) a admis l'application de taux de TVA différents pour les taxis et pour les véhicules de transport avec chauffeur (VTC).

Selon une mission IGF de 2023⁹⁵, le renforcement du signal prix adressé aux usagers du transport aérien par le relèvement de la TVA au taux normal de 20 % sur les liaisons aériennes métropolitaines permettrait une recette supplémentaire de l'ordre de 200 M€ par an sur la période 2027-2030⁹⁶. Cette économie permettrait de financer les investissements dans la filière de production française de e-CAD pour le secteur aérien.

Les transports aériens et maritimes de voyageurs en provenance ou à destination de l'étranger ou des collectivités et départements d'outre-mer sont exonérés de TVA (article 262 du code général des impôts⁹⁷). La règle de territorialité de la TVA⁹⁸ en vigueur en matière de transports de voyageur, issue de la directive TVA, rend particulièrement complexe la taxation des transports internationaux, y compris les transports intra-européens. Il en résulte une application généralisée du taux zéro ou de l'exonération de TVA du transport aérien. Cette règle de territorialité implique qu'un État doive taxer tout trajet ayant une dimension internationale au prorata de la distance parcourue sur son territoire. Ainsi, la France exonère les trajets internationaux en avion effectués au-dessus de son territoire dès lors que le point de départ ou le point d'arrivée sont situés à l'étranger ou en outre-mer. La direction de la législation fiscale (DLF) préconise de faire évoluer la territorialité de ces prestations dans le cadre de la révision du paquet tourisme en fondant ce principe sur la taxation au lieu de départ ou de destination.

⁹³ La Corse en est exonérée, ce qui constitue une dépense fiscale (n° 720201) qui coûte 3 à 4 M€ par an.

⁹⁴ IGF, Rapport n° 2023-M-003-03, *Adaptation de la fiscalité aux exigences de la transition écologique*, mai 2023.

⁹⁵ IGF, Rapport n° 2023-M-003-03, *Adaptation de la fiscalité aux exigences de la transition écologique*, mai 2023.

⁹⁶ La direction générale du trésor (DGT) et la direction du budget (DB) estimaient en octobre 2024 que la suppression du taux réduit de TVA pourrait générer un rendement de l'ordre de 165 M€, en prenant en compte l'effet de cette mesure sur la demande, soit une érosion du rendement de l'ordre de 15 M€.

⁹⁷ Point II.8° de l'article. Article 262 - Code général des impôts - Légifrance

⁹⁸ L'article 48 de la directive 2006/112/CE sur la TVA définit les critères de territorialité de la TVA, entendue comme la détermination de l'État dans lequel une prestation de service est soumise à la TVA. Elle repose sur

Le transport maritime bénéficie d'un régime d'imposition forfaitaire spécifique dit de taxe au tonnage (article 209-0 B du code général des impôts). Ce régime prévoit la détermination du résultat imposable des compagnies maritimes éligibles à partir de la mesure du tonnage net de leurs navires, et non des bénéfices réalisés.

L'IGF proposait en 2023 de faire de la taxe au tonnage un instrument d'incitation au verdissement de la flotte. L'accès complet au régime d'imposition forfaitaire pourrait être conditionné à l'atteinte par les navires d'objectifs de performance énergétique à partir des indicateurs et standards définis au niveau international par l'Organisation maritime internationale (OMI) en particulier le *Carbon Intensity Indicator* (CII). La mission considère qu'en l'état, cette piste de réflexion n'est pas à exclure mais qu'elle présente le risque de se juxtaposer avec les mécanismes européens (SEQE-UE) et internationaux (OMI).

7.3. La hausse du tarif de solidarité (ex-TSBA), dont les recettes sont de l'ordre de 1,3 Md€ par an, pourrait permettre d'augmenter les recettes fiscales pour financer la production nationale d'e-CAD

Le transport aérien est assujéti à des redevances (aéroportuaire, de navigation) et à des taxes (TVA, taxe sur le transport aérien de passager ou TTAP, taxe sur les nuisances sonores), répercutées dans le prix du billet d'avion. Selon Air France-KLM, ces prélèvements peuvent représenter jusqu'à 40 % du prix du billet, auxquels s'additionnent les cotisations générales et les impôts communs à toutes les entreprises.

Depuis le 1^{er} janvier 2022, la taxe de solidarité sur les billets d'avion (TSBA) est devenue le tarif de solidarité de la taxe unique sur le transport aérien de passagers (TTAP), créée et régie aux articles L.422-13 et suivants du code des impositions sur les biens et services (CIBS)⁹⁹.

Chaque embarquement (hors passagers en correspondance) génère un prélèvement qui se répartit en quatre taxes dites aéronautiques, fédérées au sein de la TTAP, qui comprend, en sus, des tarifs de majoration pour la Corse et l'outre-mer :

- ◆ Le tarif de l'aviation civile ;
- ◆ Le **tarif de solidarité (ex-TSBA)**, prévu au 2° de l'article L.422-20 du CIBS ;
- ◆ Le tarif de sûreté et de sécurité ;
- ◆ Le tarif de péréquation aéroportuaire, en soutien aux plus petits aéroports.

Le montant du tarif de solidarité (appelé TSBA) est déterminé en fonction de la destination finale du passager, selon la distance parcourue (européenne ou assimilée, intermédiaire ou lointaine) et de la catégorie de service, à savoir les conditions économiques et commerciales dans lesquelles le passager est embarqué (normale, avec services additionnels, c'est-à-dire en classe première ou affaires, avion d'affaires turbopropulseur ou turboréacteur).

Cela garantit la transparence pour les consommateurs et assure une concurrence équitable entre compagnies, en étant fondé sur la prestation, c'est-à-dire proportionnel à la longueur des vols et à la classe de voyage. Ce principe permet de fournir une approche soutenable pour le financement de long-terme, capable de générer une demande de CAD étant donné que les coûts sont supportés par la filière aéronautique.

l'identification du lieu de la prestation de service, indépendamment du lieu d'établissement du prestataire ou du client.

⁹⁹ Jusqu'au 31 décembre 2021, la TSBA était codifiée au VI de l'article 302 *bis* K du code général des impôts (CGI). Appelée aussi taxe Chirac, la TSBA avait été créée en 2005, à l'initiative des présidents Jacques Chirac et Lula da Silva, pour financer l'organisme international Unitaïd. À vocation internationale, elle n'a finalement été mise en place que par moins d'une dizaine d'États.

Annexe IV

Au 1^{er} mars 2025, le montant de la TSBA a été augmenté¹⁰⁰ (cf. tableau 5), les compagnies aériennes dénonçant une perte de compétitivité. La DGAC souligne que la hausse de la TSBA en 2025 aurait eu un impact sur la compétitivité du transport aérien français pour un gain pour les finances publiques très inférieur aux revenus de la taxe (+ 850 M€/ an)¹⁰¹. D'après la DGT, la hausse du tarif de solidarité a permis d'améliorer la couverture des externalités, de 23 à 34 % en moyenne sur l'ensemble des vols.

Tableau 5 : Montant des tarifs de solidarité (en €), en application de l'article 30 de la loi de finances pour 2025

Destination finale	Classe économique	Classe affaires	Aviation d'affaires	
			Turbopropulseur	Turboréacteur
Destination européenne ou assimilée < 1 000 km	7,4	30	210	420
Destination intermédiaire < 5 500 km	15	80	675	1 015
Destination lointaine > 5 500 km	40	120	1025	2 100

Source : Article L.422-22 du CIBS. Note de lecture : La destination européenne inclut les vols domestiques en France.

Les recettes de TSBA sont estimées à 1,3 Md€ en année pleine. Depuis le 1^{er} mars 2025, les affectations du produit du tarif de solidarité de la TTAP ont évolué. Les recettes issues du tarif de solidarité sont reversées dans un premier temps à l'Agence de financement des infrastructures de transport de France (AFITF), établissement public national à caractère administratif, dans la limite d'un plafond d'affectation fixé à 270 M€ (20 % des recettes), puis dans un second temps, au budget général de l'État (80 %).

La hausse du tarif de solidarité, dont les effets sont légèrement progressifs¹⁰², pourrait ainsi permettre d'augmenter les recettes fiscales pour financer la production nationale d'e-CAD, tout en préservant la compétitivité du *hub* de Roissy-Charles de Gaulle. T&E et le Réseau action climat (RAC, 2024) sont favorables à une révision à la hausse du barème du tarif de solidarité. T&E estime que le niveau de taxation de la classe économique reste inférieur à celui des principaux marchés européens voisins (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas). **Une hausse du tarif de solidarité permettrait de financer, sur le budget général de l'État, des dispositifs nationaux de garantie contre le risque de marché, de type CfD ou double enchère.**

¹⁰⁰ La hausse de TSBA équivaut à +4,77€ pour un billet d'avion allant de France en Europe (y compris les vols domestiques en France) en classe économique, jusqu'à +120 € sur un billet d'avion au-delà de 5 500 km en classe affaires. Les hausses concernant l'aviation d'affaires sont comprises entre +207,37 et + 2 097,37€ par passager embarqué.

¹⁰¹ DGAC, rapport sur les *Premiers retours sur la hausse de TSBA de mars 2025 : baisse de compétitivité du transport aérien français*, novembre 2025

¹⁰² Büchs M. et Mattioli G, « *How socially just are taxes on air travel and « frequent flyer levies » ?* », *Journal of Sustainable Tourism*, 32(1), 62-84, 2022.

Toutefois la hausse des prix du billet d'avion pourrait avoir des effets de distorsion de concurrence et réduire l'activité des compagnies françaises, qui serait intégralement substituée par une offre concurrente, sans baisse du volume des émissions. Selon le SGPE, une hausse de l'ex-TSBA ne se traduirait pas par une baisse des vols internationaux mais seulement par une moindre hausse de leur croissance en tendanciel. Selon lui, l'impact d'une hausse du prix du billet sur la compétitivité des compagnies aériennes françaises serait limité. En théorie, une hausse du prix du billet entraîne une baisse de la demande des consommateurs, et donc du trafic, **avec une élasticité-prix forte** estimée entre -0,9 pour le transport domestique et -0,6 pour le transport international¹⁰³. Toutefois, cela n'a pas été vérifié, dans la mesure où la très forte hausse des prix des billets en 2022 (+ 20 % par rapport à la période pré-covid en 2017-2019) et 2023 (+32 %), telle que calculée par le SGPE, s'est accompagnée d'une forte croissance du trafic aérien. À titre de comparaison internationale, une hausse du tarif de solidarité interviendrait à contre-courant de pays, comme la Suède, qui ont supprimé en juillet 2025 la taxe aérienne mise en place en 2018, pour ne pas porter atteinte à l'avantage concurrentiel du pays.

Le SGPE préconise, dans un souci d'équité fiscale, de faire porter la hausse du tarif de solidarité sur les longues distances (80 % des vols des ménages des premiers déciles sont inférieurs à 5 000 km).

La mission considère que l'option d'une hausse modérée du tarif de solidarité pour financer une double enchère au niveau national n'est à envisager qu'en deuxième intention (*cf.* annexe V). En effet, les effets potentiellement pénalisants d'une telle hausse sur la compétitivité des compagnies françaises, encore en cours d'évaluation, ainsi que la complexité de la mesure des effets de second tour, par exemple sur le tourisme, invitent à la prudence.

Encadré 8 : Exemple de taxes sur les voyageurs aériens dans le monde

À **Singapour**, une *SAF levy* a été introduite pour répondre à l'obligation de cible de 1 % de CAD à compter de 2026 au départ des vols de Singapour. Cette taxe sera définie sur une base fixe en fonction de la cible de CAD et de la projection du prix du CAD. Les volumes de CAD peuvent différer en fonction des fluctuations du prix du CAD. Pour faciliter sa mise en œuvre, l'acquisition de CAD sera centralisée et les redevances perçues seront utilisées pour regrouper la demande et réaliser des économies d'échelle. Les crédits CAD seront réattribués aux compagnies aériennes au prorata des redevances perçues.

Source : Mission, à partir des données de l'OACI.

¹⁰³ Une hausse du prix du billet de 1 % entraîne une baisse de la croissance du trafic de 0,6 point sur une ligne internationale.

8. Le mécanisme de double enchère figure parmi les outils de politique publique les plus efficaces pour soutenir l'émergence de la filière

Tableau 6 : Tableau de synthèse des dispositifs de politique publique expertisés par la mission

Types de dispositifs	Outils de politique publique	Objectifs visés	Avantages	Inconvénients	Financement	Avis de la mission
Garantie de revenus à long terme	Contract-for-difference (CfD)	Soutenir l'atteinte de la FID	. Atténue le risque de marché . Publication de prix moyens pour les producteurs	. Nécessite un marché constitué . N'élimine pas le besoin d'<i>offtake</i> de long-terme . Pas d'incitation à la concurrence du côté de la demande . Risque de dépendance à des prix artificiels (<i>strike price</i>)	Engagements financiers européens ou nationaux	**
	Double enchère	Soutenir l'atteinte de la FID Optimiser le capital public Favoriser la liquidité du marché	. Atténue le risque de marché . Dévoile des premiers niveaux de prix de production et de disposition à payer, en l'absence de marché . Adapté aux marchés émergents . Possibilité d'introduire un soutien à l'investissement national (enchère en tant que service - AaaS) . Possibilité de sortie progressive du soutien dès que la masse critique est atteinte	Point d'attention sur la conception de l'enchère Besoin d'engagements à long terme sur des sommes considérables	Engagements financiers européens ou nationaux.	***
Soutien en fonds propres à l'offre	Création d'un fonds d'investissement en fonds propres dans des projets industriels sur le territoire français, sur le modèle du fonds dédié aux	Sécuriser l'approvisionnement en carburants durables	. Financement de projets français qui produisent en France ou à l'étranger (« <i>préférence nationale</i> ») . Financement paritaire public et privé.	. Nécessite un investissement public conséquent et une profondeur de marché suffisante pour attirer les investisseurs privés.	. Public et privé à parité	*

Annexe IV

Types de dispositifs	Outils de politique publique	Objectifs visés	Avantages	Inconvénients	Financement	Avis de la mission
	métaux critiques (FMC)					
Commande publique	Achat de e-CAD par le ministère des Armées (8 % des achats français de carburants d'aviation)	Sécuriser la demande de e-CAD	. Réduction de la dépendance énergétique des Armées. . Plus grande prévisibilité du coût des e-CAD	. Coûts élevés d'achat . Ne répond pas aux enjeux du Ministère	. Ministère des Armées	*
Soutien à la demande	Développer les contrats d'approvisionnement en électricité nucléaire et renouvelable (PPA nucléaire et renouvelable)	Sécuriser l'approvisionnement et le coût de l'électricité renouvelable et nucléaire	. Réduit les coûts de production des e-CAD LCFNBO . Favorise l'émergence d'un signal prix de long terme pour déclencher les investissements . Rapproche les prix de l'électricité payés des coûts réels du système électrique	. Peu de soutien de l'UE aux PPA nucléaires	. Niveau français (CRE) et européen (négociation des textes).	***
Garantie des prêts	Banque européenne d'investissement (BEI)	Soutien de l'atteinte de la FID	. Effet de levier en fonds propres ou en dette bancaire . Réduit les coûts de financement et du capital . Financement de CAPEX	. Nécessite un degré de maturité avancé des projets . Besoin de capital risque préalable	. Budget européen	**
	Garantie des projets stratégiques (GPS)	Sécuriser le financement de projets			. Budget français	***
Soutien budgétaire à l'offre	Subventions européennes : Horizon Europe, Fonds pour l'innovation	Soutenir l'atteinte de la FID	. Le Fonds pour l'innovation peut couvrir jusqu'à 60 % des dépenses éligibles (CAPEX et OPEX) . Facile et rapide à mettre en œuvre : financements déjà existants	. Ne couvre qu'une part des revenus ou des coûts de production. . Ne couvre pas le besoin de contrats de long terme. . Besoin de financements massifs pour avoir un effet sur la liquidité du marché	. Budget de l'UE	***
	Subventions nationales (Carb'Aéro)	Subventions de soutien aux études	. Facile et rapide à mettre en œuvre : financements déjà existants		. Budget français	**

Annexe IV

Types de dispositifs	Outils de politique publique	Objectifs visés	Avantages	Inconvénients	Financement	Avis de la mission
Mécanismes de tarification du carbone en soutien à la production ou à la demande	SEQUE-UE appliqué à l'aviation (dont dispositif des quotas gratuits)	Mesure de marché dont les recettes peuvent soutenir la production	. ETS en soutien à la demande de carburants des compagnies aériennes, préserve la compétitivité des entreprises entre pays . Gestion socio-économique des externalités carbone en théorie optimale . Potentiel des recettes de l'ETS en soutien à la production d'e-CAD	. Ne couvre que les vols intra-européens . Faible signal-prix . Fin des quotas gratuits en 2026	. Budget européen . Recettes ETS : utilisation nationale possible	**
	SAF Allowances (quotas gratuits pour les compagnies qui utilisent des CAD)	Soutien à la demande d'e-CAD	. Couvre partiellement le différentiel de prix entre les CAD et le kérosène fossile, avec un prix incitatif pour les e-CAD (95 % du surcoût couvert) . Facile et rapide à mettre en œuvre (faible complexité), dépendant de la révision de la directive ETS	. Volume limité (20 Mt) effet limité sur la liquidité du marché. . Peu de soutien à l'atteinte des FID car expire en 2030 : or, probablement pas de production d'e-CAD à cette date. . Pas de publication des prix de production ni de vente. . Réduit l'assiette de la tarification du carbone.		**
Dispositifs fiscaux	Crédit d'impôt sur les carburants d'aviation durable (CI-CAD)	Soutien à la demande de CAD	. Réduit le surcoût des CAD sur les vols extra-européens. . Vocation temporaire (déc. 2027)	. Ne couvre pas les e-CAD . Dispositif encore à l'étude . Faible montant : 50 M€ en 2026	Budget français	*
	Taxation du kérosène en fonction de son impact environnemental et TVA au taux normal	Utilisation des recettes pour financer les projets d'e-CAD	. Gain fiscal potentiel de 6,1 Md€ . Tarification optimale faisant payer au passager le coût social de son déplacement tout en contribuant au mécanisme de dérisquage des investissements.	. Mise en œuvre difficile : nécessite une révision de la directive sur la taxation de l'énergie.		*
	Hausse du tarif de solidarité (ex-TSBA)	Utilisation des recettes pour financer les projets d'e-CAD	. Possibilité de financer un mécanisme de type double enchère ou CfD en soutien aux projets d'e-CAD . Facile à mettre en œuvre (loi de finances) . Tarif légèrement progressif	. Une hausse forte du tarif présente un risque de fuite de carbone majeur (effets distorsifs sur la concurrence)		**

Source : Mission. Légende : *** : dispositif qui remplit les critères pour soutenir l'atteinte de la FID ; ** : remplit partiellement les critères ; * : ne remplit pas les critères.

ANNEXE V

Description d'un mécanisme de double enchère au niveau national

SOMMAIRE

1. PRINCIPE ET OBJECTIF DU MÉCANISME DE DOUBLE ENCHÈRE.....	1
2. DIMENSIONNEMENT ET CHIFFRAGE DU COÛT	3
3. FINANCEMENT.....	5
4. MISE EN ŒUVRE EN PRATIQUE.....	6

1. Principe et objectif du mécanisme de double enchère

L'objectif du mécanisme étudié est de débloquent des décisions finales d'investissement pour amorcer la production et créer le marché des carburants de synthèse pour l'aviation (e-CAD), en vue des premières échéances des obligations d'incorporation prévues par le règlement européen ReFuelEU Aviation.

Ce mécanisme répondrait à plusieurs facteurs de risques identifiés par la mission (*cf.* annexes II et IV), liés à l'émergence d'un marché des e-CAD :

- ◆ en l'absence de marché établi, les acheteurs ne possèdent pas d'information sur les prix de vente de ces carburants ;
- ◆ les acheteurs potentiels, en premier lieu les compagnies aériennes, ne souhaitent pas souscrire des contrats d'achat sur des périodes supérieures à deux ou trois ans ;
- ◆ les producteurs (et leurs financeurs) ont besoin de l'assurance de pouvoir écouler leur production à un prix raisonnable sur la durée nécessaire à l'amortissement de leur installation, soit dix à quinze ans.

Le mécanisme de double enchère fait intervenir un intermédiaire de marché pour transformer des engagements de court terme en engagements de long terme. L'intermédiaire lance dans un premier temps des enchères pour acheter le produit, qui aboutissent à un engagement d'achat d'un volume annuel à un prix fixé sur une période longue (dix à quinze ans). Une fois la production commencée, l'intermédiaire lance des enchères pour vendre le carburant aux consommateurs en concluant des contrats à court terme.

Selon que la différence de prix entre ces deux enchères est positive ou négative, le mécanisme est bénéficiaire ou déficitaire. Or, puisqu'aucun acteur privé n'est prêt à prendre le risque dans le contexte d'un marché inexistant, qui ne permet pas de prévoir les prix à terme¹, la puissance publique peut, directement ou indirectement, assumer le risque de devoir couvrir tout ou partie du déficit potentiel, avec la possibilité si le mécanisme s'avérait bénéficiaire, de garder ce bénéfice.

En pratique, le mécanisme fonctionnerait en trois étapes, décrites dans le tableau 1 ci-dessous. En cas de lancement du dispositif en 2028, la mission anticipe que le début de la production aurait lieu autour de 2032, et, sous l'hypothèse d'un contrat d'achat portant sur dix ans, les achats porteraient alors jusqu'en 2041.

¹ En pratique, certains acteurs cherchent à se positionner comme intermédiaire sur le marché des e-CAD, mais étant donné les investissements nécessaires et les risques, ces acteurs devront bénéficier d'une surface financière suffisante, donc s'associer à des financeurs prêts à porter ces risques, ce qui n'apparaît pas garanti à la date de la mission.

Tableau 1 : Étapes du mécanisme de double enchère étudié par la mission.

Étape	Dates prévisionnelles	Modalités
Appel d'offre « producteur » d'e-CAD	2028	L'organisme en charge publie un appel d'offre pour l'achat d'une quantité annuelle déterminée de carburants de synthèse sur une durée fixée. Les producteurs potentiels répondent en indiquant des quantités et des prix.
Début de la production et achat effectif	De ~2032 à ~2041	Les producteurs commencent à produire et sont en mesure de livrer le e-CAD. L'organisme en charge, sur constatation des livraisons, rémunère les producteurs au prix fixé.
Appels d'offres « consommateurs »	De ~2032 à ~2041	L'organisme en charge publie des appels d'offres à intervalle régulier (biennuel par exemple) pour l'achat de e-CAD. Les consommateurs potentiels répondent en indiquant des quantités et des prix d'achat. Le carburant est alloué aux mieux-disants en termes de prix.

Source : Mission.

La mise en place d'un tel dispositif au niveau national est conditionnée à la possibilité de le restreindre à des projets sur le territoire français. D'après l'analyse de la direction des affaires juridiques (DAJ) des ministères économiques et financiers (*cf.* annexe VII), **une restriction territoriale est possible si ce dispositif est conçu et présenté comme visant à soutenir l'investissement dans de nouvelles unités de production et que puisse être démontré qu'en l'absence de ce dispositif ces projets n'aboutiraient pas**. Ce cas de figure s'apparente à ce qui a été mis en place pour le dispositif de *contract-for-difference* pour les projets de production d'électricité renouvelable. Dans ce cas, la Commission peut considérer la compatibilité avec le régime européen des aides d'État, par exemple au regard des lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie de 2022, sous réserve d'une notification préalable. Deux conditions complémentaires doivent alors être respectées :

- ◆ que ne soit pas introduit de critère discriminant sur la nationalité des entreprises ;
- ◆ que la revente de la production soit ouverte à tout acheteur, y compris étranger, pour ne pas représenter d'entrave à l'exportation. Outre des considérations juridiques, cette caractéristique de l'enchère avale est indispensable dans la mesure où les volumes devraient être supérieurs aux besoins du marché français pour les premières années (*cf. infra*).

Le contrat d'achat établi avec les producteurs devra inclure une indexation des prix d'achat, entre la date d'établissement du contrat et la date d'achat effectif du carburant. Étant donné que l'objectif du dispositif est de couvrir les risques du projet afin de débloquer les décisions d'investissement, **la mission préconise de prévoir une indexation s'appuyant principalement sur la variation du prix de l'électricité** (qui constitue le principal intrant en termes de coût)².

² En reflétant, par exemple, l'évolution des prix réglementés et/ou le prix du marché de gros de l'électricité.

2. Dimensionnement et chiffrage du coût

Si un tel dispositif est mis en œuvre, la mission préconise de le calibrer pour acheter 150 kt de carburants de synthèse par an, et ce pendant dix ans. Ce volume serait supérieur à la demande estimée pour le marché français en 2030 mais inférieur au besoin à compter de 2035³. Il permettrait de couvrir, entièrement ou dans une proportion significative, les débouchés de deux projets⁴ (cf. tableau 2).

Tableau 2 : Capacité de production des projets lauréats de Carb'Aero

Projet	Capacité de production envisagée (en kt/an)
France KerEAUzen	70
Take Kair	38
Dézir	81
BioTjet	82

Source : réponses à l'appel à projet Carb'Aero.

Le coût du dispositif pour la puissance est incertain, dans la mesure où les prix de vente et les prix d'achat ne sont pas connus. En théorie, le dispositif peut être à coût nul voire négatif, si les prix de revente sont supérieurs au prix d'achat. Ce cas de figure apparaît cependant peu probable sur la durée de l'enchère, dans la mesure où les premiers projets liés à une nouvelle technologie s'avèrent généralement plus coûteux que les projets suivants, ces derniers bénéficiant d'économies d'apprentissage.

La mission a estimé le coût complet de ce dispositif en prenant des hypothèses sur les prix d'achat et de vente du carburant :

- ◆ pour le prix d'achat, la mission retient une valeur centrale des estimations « haute » et « basse » présentées dans l'annexe II, soit une valeur de 6 500 €/t⁵ ;
- ◆ pour les prix de vente aux consommateurs, la mission a retenu trois scénarios :
 - **un scénario où les niveaux de prix de vente sont initialement de 8 000 €/t**, soit supérieurs au coût de production, puis décroissent au fur et à mesure que le marché se structure, avec une hypothèse d'une baisse de 5 % par an. Ce scénario correspond au cas où aucune autre production n'est disponible et où l'alternative pour les acheteurs est le paiement des amendes prévues par ReFuelEU. Dans ce scénario, le coût est le plus faible (scénario « bas ») ;
 - **un scénario central où le prix de vente est de 4 000 €/t** entre 2032 et 2041, soit supérieur au prix des biocarburants, y compris avancés, mais inférieur au coût de production estimé y compris dans le scénario bas ;
 - **enfin, un scénario où le prix de vente est de 2 000 €/t** entre 2032 et 2041, soit proche de celui des bioCAD. Ce scénario peut par exemple représenter un scénario où les sous-obligations relatives aux e-CAD de ReFuelEU sont supprimés d'ici à 2041 et où les e-CAD sont alors en compétition directe avec les bioCAD pour remplir les obligations directes. Dans ce scénario, le coût est le plus élevé (scénario « haut »).

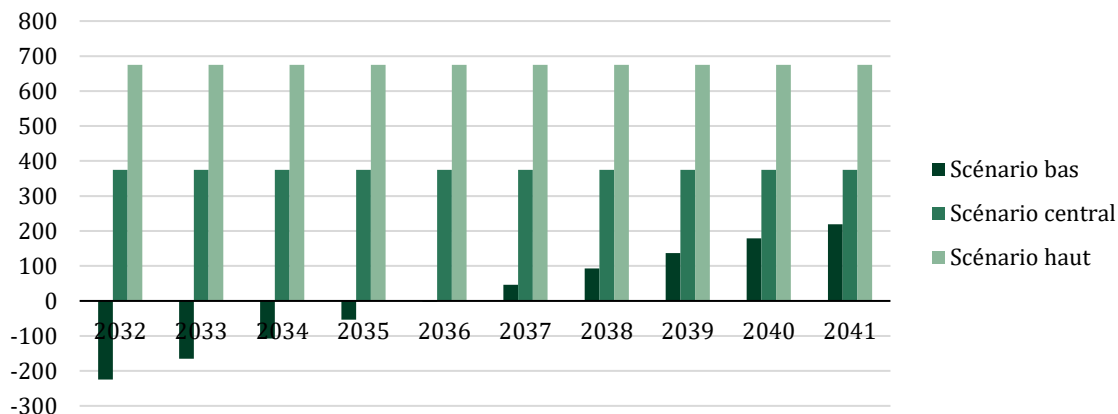
³ Sous l'hypothèse que la demande en carburant d'aviation reste constante à 6,9 Mt en France, les besoins en e-CAD seraient de 80 kt en 2030 (obligation de 1,2 %) et de 340 kt en 2035 (obligation de 5 %).

⁴ Une autre variante possible du dispositif consisterait à émettre un appel d'offres par lots, permettant de couvrir une partie seulement de la production des projets, mais de « toucher » davantage de projets différents, à volumes d'achat constants. Cependant, une garantie partielle sur les débouchés est moins sécurisante du point de vue d'un investisseur.

⁵ La modélisation fait l'hypothèse d'une indexation stable des prix d'achat sur la période.

Avec un prix d'achat à 6 500 €/t (sur 10 ans), l'engagement d'achat conclu en 2027 représenterait de l'ordre de 10 Md€. Entre 2032 et 2041, le coût net pour la puissance publique correspondrait au montant des achats annuels de carburant (1 Md€), diminué du montant des ventes de carburant (dépendant des prix de vente). Le graphique 1 présente la chronique du coût annuel selon les trois scénarios.

Graphique 1 : Coût annuel net pour la puissance publique du dispositif selon les trois scénarios (en M€₂₀₂₅)



Source : Mission.

Au total, le coût total du dispositif pourrait représenter jusqu'à 6,8 Md€₂₀₂₅ dans le scénario le plus défavorable (scénario « haut »). À l'inverse, le dispositif pourrait être à coût faible (120 M€₂₀₂₅) dans le scénario le plus favorable (cf. tableau 3).

Tableau 3 : Coût total du dispositif selon les trois scénarios

Nom	Scénario		Coût total du dispositif (en Md€ ₂₀₂₅)
	Hypothèse sur le prix d'achat	Hypothèse sur le prix de vente	
Scénario bas	6 500 €/t	8 000 €/t, baisse de 5 %/an	0,1
Scénario central		4 000 €/t	3,8
Scénario haut		2 000 €/t	6,8

Source : Mission.

Plusieurs options pourraient permettre de réduire le risque de coût du dispositif :

- ♦ **l'introduction d'une clause de rupture des contrats d'achat**, qui serait activable si les enchères de vente ne sont pas conclusives (par exemple, si le règlement ReFuelEU est modifié significativement, conduisant à une demande plus faible pour ces carburants). Dans ce cas, la clause prévoirait le remboursement des coûts d'investissement initiaux, des coûts d'exploitation et des coûts de fermeture de l'unité de production. Une telle clause permettrait de limiter le coût du dispositif à un montant de l'ordre de 4-5 Md€ dans le scénario le plus défavorable. *A priori*, son introduction dans les contrats ne devrait pas remettre en cause la garantie offerte aux investisseurs potentiels, puisque leurs investissements seraient couverts dans tous les cas ;
- ♦ **l'utilisation, dans les appels d'offres pour les producteurs, de critères alternatifs aux prix et aux quantités**, permettant aux producteurs de proposer un partage de risque alternatif, en jouant par exemple sur la durée de l'engagement d'achat, la modulation des volumes d'achat sous certaines conditions, ou encore l'introduction d'autres clauses de rupture.

3. Financement

Dans le scénario central, le coût total du dispositif est estimé à 3,8 Md€₂₀₂₅, et son coût annuel à 380 M€/an entre 2032 et 2041. La mission a considéré trois options pour le financement de ce coût annuel :

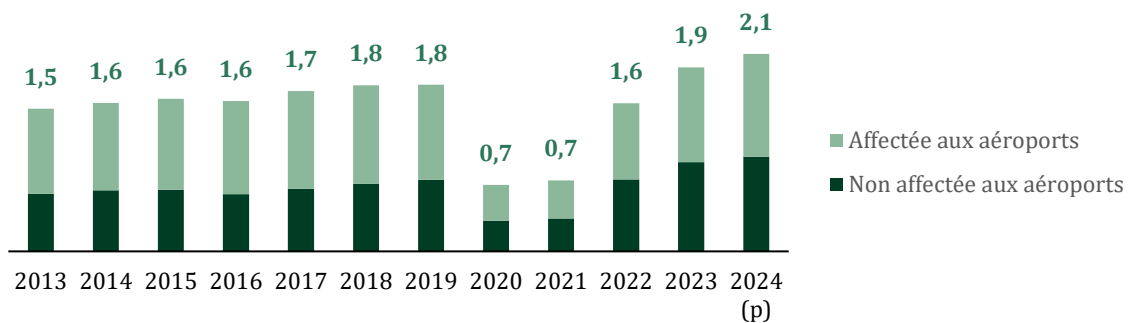
- ♦ **l'utilisation des recettes issues des amendes prévues par le dispositif ReFuelEU Aviation** pour les metteurs à la consommation ne remplissant pas les parts minimales d'incorporation. Le règlement prévoit que l'application des amendes relève de la responsabilité des États membres, et que les recettes issues de celles-ci soient utilisées pour soutenir le développement des CAD (article 26). En France, en l'absence de production de e-CAD en 2030, le montant des amendes pourrait représenter de l'ordre de 700 M€ pour l'année 2030 (sous réserve de l'application effective de ces amendes). En cas d'indisponibilité de carburants de synthèse jusqu'en 2032 inclus, le montant total collecté sur trois ans serait de l'ordre de 5 Md€ (*cf.* annexe II) mais un assouplissement de ces amendes conduirait à des montants collectés moindres⁶. L'article L. 229-92 du code de l'environnement prévoit le fléchage de ces recettes vers l'institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN). Au regard du budget annuel de cet établissement public (121 M€ de subvention pour charge de service public en 2026⁷), la mission considère que ces recettes pourraient également être orientées vers un dispositif tel que le soutien des e-CAD ;
- ♦ **un prélèvement de répartition obligatoire sur les metteurs à la consommation.** Ceux-ci se verraient demander chaque année de couvrir le coût annuel du dispositif à l'année précédente. Ce coût total serait réparti entre les différents metteurs à la consommation à proportion de leurs parts de marché sur les carburants d'aviation fossiles en France. Ce mode de financement serait similaire, dans son principe, à celui mis en place par le Royaume-Uni pour financer son mécanisme de *contract-for-difference* pour les CAD (*cf.* annexe IV). Elle présente l'avantage de ne pas forcément pénaliser le client final français, dans la mesure où les compagnies pétrolières opèrent largement à l'international et pourraient alors répercuter le surcoût en partie sur des marchés étrangers et de ne pas créer de dispositif de taxation pérenne. Ce type de financement pourrait ne pas être considéré comme une taxe, mais la compatibilité d'un tel prélèvement avec la directive sur la taxation de l'énergie (2003/96/CE) devra être confirmée, la mission n'ayant pas pu mener une analyse juridique approfondie sur ce volet ;

⁶ Dans le cas où les amendes seraient rendues libératoires et leur montant égal à 1,2 fois l'écart de coût entre les e-CAD et le kérosène fossile, la mission estime que les recettes issues des amendes représenteraient de l'ordre de 2 Md€ entre 2030 et 2032, en l'absence de production d'e-CAD à cette échéance.

⁷ Projet inscrit en projet de loi de finances et dans le budget initial de l'établissement. Source : direction du budget.

- ♦ **une augmentation de la taxe sur le transport aérien de passager (TTAP).** Cette taxe regroupe quatre composantes : la taxe de l'aviation civile, le tarif de solidarité, le tarif de sûreté et de sécurité et la péréquation aéroportuaire. Les deux dernières sont affectées aux aéroports. En 2024, le rendement total de la TTAP a été de 2,1 Md€, avec une trajectoire croissante depuis 2013 (hors baisse liée au Covid-19, cf. graphique 2). En mars 2025, le barème du tarif de solidarité de cette taxe a été réformé à la hausse, avec un impact sur les recettes estimé à 850 M€/an. Un relèvement supplémentaire du tarif de solidarité pour financer 380 M€/an à compter de 2032 représenterait une réforme d'une amplitude deux fois moindre que celle de 2025. L'avantage de cette option est qu'elle est plus simple à mettre en œuvre, dans la mesure où il ne s'agirait que de moduler les barèmes d'une taxe déjà existante et qu'elle défavorise peu le *hub* de CDG car les passagers en correspondance ne provenant pas du territoire national n'y sont pas assujettis et les passagers embarquant sur le territoire national sont taxés en fonction de leur destination finale, donc indépendamment de l'éventuel passage par un hub extérieur. En revanche, cette surtaxe se répercuterait sur le prix des billets pour le consommateur français, et pourrait avoir des effets à la baisse sur l'offre au départ de la France⁸.

Graphique 2 : Recettes issues de la TTAP (en Md€)



Source : SDES, compte des transports 2024.

Les différentes modalités de financement impliqueraient différentes temporalités des flux financiers. Les recettes issues des produits des amendes devraient être des flux concentrés entre fin 2030 et fin 2032, soit antérieurement par rapport à l'achat effectif de la production des usines. Un financement par prélèvement forfaitaire sur les metteurs à la consommation impliquerait en revanche des recettes postérieures aux dépenses, puisque le prélèvement de l'année n viserait à couvrir les dépenses de l'année $n-1$.

4. Mise en œuvre en pratique

La mise en œuvre de ce dispositif nécessite de désigner une structure en charge de porter ce dispositif. Cette structure aurait en charge :

- ♦ la mise en œuvre de l'appel d'offre « producteurs » en ~2028 ;
- ♦ la mise en œuvre des appels d'offre « consommateurs » entre ~2032 et ~2041 ;
- ♦ la gestion financière et contractuelle des contrats d'achat et de vente.

⁸ Voir notamment DGAC, « Premiers retours sur la hausse de TSBA de mars 2025 : baisse de compétitivité du transport aérien français », novembre 2025. Avec 183 millions de voyageurs au départ ou à l'arrivée de la France (chiffre 2025, source DGAC), la surtaxe permettant de couvrir 380 M€ par an représenterait de l'ordre de 2 €/passager.

En revanche, la structure pourrait ne pas être chargée de transporter et stocker du carburant physique, ces activités étant alors exclues des contrats – qui ne seraient que des contrats pour l'achat de volumes de carburant hors transport et stockage. La prise en compte des modalités de transport et de stockage du carburant acheté *via* l'enchère devra faire l'objet d'une analyse approfondie en cas de mise en œuvre du dispositif : celles-ci dépendront notamment de la structure chargée de la mise en œuvre (*cf. infra*).

Plusieurs options sont possibles pour cette structure :

- ♦ la désignation d'un opérateur déjà existant, tel que l'Ademe (qui possède déjà l'ingénierie pour mettre en œuvre des appels d'offre) ;
- ♦ la création d'un nouvel opérateur *ad hoc*, qui pourrait être créé *ex nihilo* ou rattaché à un opérateur déjà existant ;
- ♦ la passation d'un contrat de délégation de service public (DSP) avec un opérateur privé.

Deux options apparaissent pouvoir être creusées si un tel dispositif devait être mis en œuvre :

- ♦ **une filiale dédiée d'un opérateur existant, avec une expertise financière**, qui pourrait par exemple être la Caisse des dépôts et consignations ou BpiFrance. Une telle filiale pourrait porter les autorisations d'engagement sur sa comptabilité propre, tandis que l'État s'engagerait à garantir son déficit le cas échéant. Du point de vue de l'État, ce montage impliquerait que les engagements d'achat se traduiraient budgétairement sous la forme d'engagements hors bilan, et non d'autorisations d'engagement, ce qui refléterait mieux l'objectif du dispositif ;
- ♦ **un opérateur privé doté d'une mission de service public**, qui pourrait notamment être la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité (SAGESS), ou un opérateur construit sur une forme similaire : une société privée, avec un actionnariat rassemblant les principaux distributeurs de kérosène en France (au prorata de leurs parts de marché), mais qui agit sous l'égide des pouvoirs publics. Une telle structure bénéficierait d'une compétence dans le domaine des carburants, et pourrait prendre en charge le stockage de carburants le cas échéant. Une telle structure serait également adaptée dans le cas d'un financement par un prélèvement de répartition obligatoire. Elle pourrait également être récipiendaire du produit des amendes versées par les metteurs à la consommation en cas de non-respect de ReFuelEU, ce qui faciliterait l'acceptabilité de ces amendes. L'État pourrait également apporter une garantie sur les résultats de cette structure.

Le lancement de l'appel d'offres côté producteur pour 2028 représente un calendrier resserré, dans la mesure où sa mise en œuvre impliquerait les étapes suivantes :

- ♦ un véhicule législatif, à la fois au regard des dépenses publiques engagées mais également dans le cas de la modification des missions d'un opérateur ou de la création d'un nouveau ;
- ♦ une notification à la Commission européenne au titre du régime des aides d'État ;
- ♦ potentiellement, la création et l'installation d'un opérateur *ad hoc* ;
- ♦ des travaux techniques pour définir précisément le cahier des charges de l'appel d'offres, le montage financier du dispositif, et les conditions d'achat et de revente du carburant.

ANNEXE VI

**Note de la Direction des affaires juridiques
des ministères économiques et financiers
sur l'applicabilité du régime d'amendes
prévu par ReFuelEU Aviation**

Analyse au regard de l'applicabilité du régime d'amendes de ReFuelEU Aviation

1. Les autorités françaises ont l'obligation d'appliquer le règlement RefuelEU et de mettre en œuvre le régime de sanctions sous forme d'amendes qu'il prévoit en cas de non-respect par les fournisseurs de carburant de leur obligation d'incorporation.
2. Seule la démonstration de l'existence d'un cas de force majeure apparaît susceptible de conduire à l'annulation juridictionnelle d'une telle sanction à l'encontre des fournisseurs, ce qui pourrait en théorie exposer les autorités françaises à un recours en manquement. Elles devraient en tout état de cause se rapprocher de la Commission européenne afin de lui soumettre les difficultés rencontrées.
3. En cas de modification, retard ou suppression de l'obligation d'incorporation de parts minimales de carburants de synthèse à l'occasion de la mise en œuvre de la clause de réexamen prévue par le règlement, il est peu probable qu'une action en responsabilité engagée par les producteurs de carburant et les investisseurs contre l'Union européenne pour méconnaissance du principe de confiance légitime puisse aboutir.

L'Inspection générale des finances (IGF) et l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD) mènent actuellement une mission relative au développement des carburants de synthèse pour les secteurs maritime et aérien et, plus précisément, sur les conditions d'émergence d'une filière de production nationale à l'horizon 2030, 2035 et 2040.

Cette mission s'inscrit notamment dans le cadre du règlement (UE) n° 2023/2405 du Parlement européen et du Conseil du 18 octobre 2023 relatif à l'instauration d'une égalité des conditions de concurrence pour un secteur du transport aérien durable (dit « ReFuelEU Aviation ») qui vise à garantir que le transport aérien de l'Union européenne réponde aux objectifs de l'UE en matière de climat.

A cet effet, le règlement établit en son article 4 des obligations d'incorporation de parts minimales de carburant d'aviation durable (CAD) dans le carburant d'aviation mis à la disposition des exploitants d'aéronefs dans chaque aéroport de l'Union, pesant sur les fournisseurs de carburant. Au 1^{er} janvier 2030, les fournisseurs de carburant devront fournir une part minimale de 6% de CAD. Cette part de CAD devra elle-même comprendre une part minimale d'incorporation de carburants de synthèse, sous-catégorie de CAD¹.

Toutefois, vous nous indiquez qu'aucun producteur ne produit actuellement à l'échelle industrielle des carburants de synthèse et que la production de ces carburants est totalement dépendante des obligations prescrites dans le règlement RefuelEU : sans l'obligation d'incorporation de CAD dans le carburant, aucune production ne serait lancée.

Dans ces conditions, il est très probable que la production de carburants de synthèse, en Europe et dans le monde, soit insuffisante pour permettre aux fournisseurs de carburant de satisfaire leurs obligations d'incorporation au 1^{er} janvier 2030. En application de l'article 12 du règlement, ces derniers seraient alors passibles d'amendes administratives.

¹ Ces parts minimales de CAD et de carburants de synthèse sont fixées à l'annexe I du règlement Refuel EU Aviation.

Dans une telle hypothèse, vous vous interrogez sur la possibilité pour un fournisseur de carburant de contester l'application d'une amende qui lui serait infligée pour non-respect des obligations contenues dans le règlement RefuelEU, au vu de l'impossibilité matérielle de répondre à ces obligations.

En outre, le règlement comporte en son article 17 une clause de réexamen au plus tard le 1^{er} janvier 2027, puis tous les quatre ans. Cette clause paralyse une partie des acteurs concernés et dissuade notamment les investisseurs de financer la filière de production de carburants de synthèse, de peur que les obligations d'incorporation soient modifiées ou supprimées.

En cas de modification du règlement, vous vous demandez si un investisseur ou un producteur pourrait invoquer le principe de confiance légitime pour se faire indemniser de tout ou partie des fonds engagés pour le développement des installations de production de carburants de synthèse.

1. L'administration française doit assurer la mise en œuvre et le recouvrement effectifs des amendes applicables aux fournisseurs de carburant d'aviation en cas de manquement à leur obligation d'incorporation de CAD, y compris des parts minimales de carburant de synthèse.

1.1. Les autorités françaises ont l'obligation d'appliquer le règlement RefuelEU et de mettre en œuvre le régime de sanctions sous forme d'amendes qu'il prévoit en cas de non-respect par les fournisseurs de carburant de leur obligation d'incorporation de parts minimales de carburant de synthèse.

*En vertu de l'article 288, paragraphe 2, TFUE, un règlement européen est obligatoire dans tous ses éléments et directement applicable dans tout Etat membre.

La Cour en déduit qu'« on ne saurait dès lors admettre qu'un État membre applique de manière incomplète ou sélective les dispositions d'un règlement de la Communauté, de manière à faire échec à certains éléments de la législation communautaire qu'il estimerait contraires à certains intérêts nationaux »².

Dans le même sens, elle précise que « sont contraires au traité toutes modalités d'exécution dont la conséquence pourrait être de faire obstacle à l'effet direct des règlements communautaires et de compromettre ainsi leur application simultanée et uniforme dans l'ensemble de la Communauté »³.

Aussi, la non-application, l'application partielle ou le retard pris pour l'exécution d'un règlement européen constitue une violation du droit de l'Union.

*Le règlement Refuel EU Aviation étant obligatoire et directement applicable, les autorités françaises ont ainsi l'obligation de le mettre en œuvre et d'en assurer la pleine effectivité.

² CJCE, Commission c. Royaume-Uni, aff. 128/78, point 9.

³ CJCE, 7 février 1973, Commission c. Italie, aff. 39-72, point 17.

Annexe VI

En particulier, en vertu de son article 4 et de l'annexe I, au 1^{er} janvier 2030, les fournisseurs de carburant devront fournir une part minimale de carburant de synthèse, sous-catégorie de CAD, dans le carburant d'aviation mis à disposition des compagnies aériennes.

L'article 12, paragraphe 1, du règlement impose par ailleurs aux États membres de déterminer le régime des sanctions applicables aux violations du règlement et de prendre toutes les mesures nécessaires pour assurer la mise en œuvre de ces sanctions, lesquelles *« doivent être effectives, proportionnées et dissuasives, compte tenu, en particulier, de la nature, de la durée, de la récurrence et de la gravité de la violation »*.

Son paragraphe 5 impose plus spécifiquement aux États membres de mettre en place un régime de sanctions sous forme d'amendes à l'encontre des fournisseurs en cas de non-respect de l'obligation d'incorporation de parts minimales de carburants de synthèse.. Le paragraphe 5 dispose en effet que *« Les États membres veillent à ce que tout fournisseur de carburant d'aviation qui ne respecte pas les obligations prévues à l'article 4 relatives aux parts minimales de carburants de synthèse pour l'aviation et, au cours de la période du 1er janvier 2030 au 31 décembre 2034, aux parts moyennes de carburants de synthèse pour l'aviation, soit passible d'une amende »*, ce qui ne place pas l'autorité compétente en situation de compétence liée⁴. Celle-ci conserve un pouvoir d'appréciation de l'opportunité de sanctionner au vu du manquement constaté et des explications apportées par le fournisseur de carburant dans le cadre de la procédure contradictoire préalable à sa décision.

En revanche, et en tout état de cause, en cas de prononcé des amendes, les autorités nationales doivent effectivement les percevoir. Ainsi en vertu de son paragraphe 9, *« les États membres se dotent du cadre juridique et administratif nécessaire au niveau national pour garantir le respect des obligations et la perception des amendes »*.

Dans le cas où une sanction sous forme d'amende est prononcée à l'encontre d'un fournisseur pour non-respect de l'article 4, le règlement ne prévoit aucune possibilité d'exemption.

En outre, le paragraphe 8 de l'article 12 prévoit que le fournisseur de carburant d'aviation qui a accumulé un déficit par rapport à l'obligation prévue à l'article 4 en ce qui concerne les parts minimales de carburants de synthèse au cours d'une période de déclaration donnée, est tenu de fournir, au titre de la période de déclaration suivante, une quantité du type de carburant concerné supplémentaire, égale à ce déficit. Et le respect de cette obligation *« n'exonère pas le fournisseur de carburant d'aviation de l'obligation de payer les amendes »*.

En effet, les cas d'exemptions sont limitativement prévus par le règlement, par exemple, pour les exemptions d'amendes dont sont passibles les exploitants d'aéronefs : *« Un exploitant d'aéronef peut être exempté d'une amende s'il peut prouver que le non-respect des obligations prévues à l'article 5 était dû à des circonstances exceptionnelles et imprévisibles, échappant à son contrôle, dont les effets n'auraient pas pu être évités même s'il avait pris toutes les mesures raisonnables »* (article 12§2).

⁴ « Être passible » de l'amende signifie « encourir », qui ne présume pas la compétence liée de l'autorité compétente. La version anglaise du texte indique « *is liable to a fine* », le terme « *liable* », traduisible par « *passible* », impliquant l'idée de risque, ainsi proche de la notion d'encourir. La version espagnole « *se sancione con multa* » est encore plus ambiguë en ce qu'elle semble pouvoir signifier à la fois « *soit puni* » ou « *soit passible* » d'une amende.

Le règlement ne prévoit cette exonération que pour les exploitants d'aéronefs et non pour les fournisseurs de carburant d'aviation. Ainsi, lorsque le règlement souhaite exempter, il le prévoit.

Le règlement impose donc de mettre en place un régime qui permette de garantir effectivement la perception des amendes et ne prévoit aucune hypothèse dans laquelle un fournisseur de carburant pourrait être exonéré de son amende en cas de non-respect de l'obligation prévue à l'article 4.

1.2. **Le régime mis en place en droit interne en application du règlement RefuelEU prévoit, en l'état, que l'administration chargée des douanes est en principe tenue d'infliger des sanctions aux fournisseurs de carburant d'aviation lorsqu'elle constate un manquement aux obligations minimales d'incorporation de carburants de synthèse.**

* En droit interne, le régime de sanctions applicables aux fournisseurs de carburant d'aviation a été créé aux articles L. 229-81 à L. 229-23 du code de l'environnement⁵, et les dispositions réglementaires d'application sont en cours d'élaboration⁶.

L'article L. 229-82 précise, s'agissant des amendes prononcées à l'encontre des fournisseurs de carburant d'aviation pour manquement aux obligations d'incorporation de CAD, y compris de carburants de synthèse, que : « Le montant de l'amende prévue à l'article L. 229-81 tient compte de la nature, de la durée, de la récurrence et de la gravité des manquements constatés. Il est compris : (...) entre deux et cinq fois le montant résultant du produit de la différence entre le prix annuel moyen de la tonne de carburants d'aviation conventionnels et le prix de la tonne de carburants d'aviation durables par la quantité de carburants d'aviation ne respectant pas les parts minimales mentionnées à l'article 4 et à l'annexe I du règlement (UE) 2023/2405 (...) ».

Le projet d'article R. 229-137 du code de l'environnement⁷ envisage d'édicter qu'« En cas de non-respect de l'obligation d'incorporation des parts minimales ou moyennes minimales de carburants de synthèse à faible intensité de carbone pour l'aviation fixées aux troisièmes et quatrièmes lignes du tableau de l'article R. 229-132, **l'administration chargée des douanes constate le manquement et prononce à l'encontre du fournisseur de carburant l'amende administrative** prévue au 2° de l'article L. 229-82 », l'usage du présent de l'indicatif ayant valeur impérative⁸.

⁵ Ces dispositions ont été insérées dans une section 11 intitulée « Sanctions administratives en matière de fourniture et d'utilisation de carburants d'aviation durables » au sein du chapitre IX du titre II du livre II du code de l'environnement, par l'article 32 de la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière économique, financière, environnementale, énergétique, de transport, de santé et de circulation des personnes.

⁶ Un projet de décret (NOR : TRAA2532257D) relatif aux sanctions administratives en matière de fourniture et d'utilisation de carburants d'aviation durables, ajoute la partie réglementaire afférente dans le code de l'environnement, a été soumis à consultation publique du 15 décembre 2025 au 16 janvier 2026.

⁷ Voir projet de décret relatif aux sanctions administratives en matière de fourniture et d'utilisation de carburants d'aviation durables, ajoute la partie réglementaire afférente dans le code de l'environnement.

⁸ Cf. Guide de légistique, Fiche 3.3.1 – Syntaxe, vocabulaire, sigles et signes, mäj du 17 décembre 2024 : « En règle générale, les verbes sont à conjuguer au présent de l'indicatif et non au futur. Ce présent a valeur impérative. Il n'y a pas lieu, sous prétexte de renforcer le caractère impératif d'une obligation, de recourir au mot « doit », ni à le compléter par « impérativement » ; le présent de l'indicatif du verbe principal suffit ».

Annexe VI

Ainsi, au vu de cette rédaction, les amendes infligées aux fournisseurs de carburant de synthèse sont des sanctions de manquements pour lesquels les textes n'exigent pas d'élément intentionnel. Ils sont constitués dès lors que le non-respect de la réglementation est constaté et la nécessité de la sanction découle de la simple constatation du manquement.

Par ailleurs, comme en droit européen, aucune cause d'exonération des amendes infligées aux fournisseurs de carburant d'aviation pour non-respect de l'obligation de parts minimales de carburants de synthèse n'est prévue par ces textes.

* Il s'infère de ce régime -sous réserve de la rédaction finale des dispositions réglementaires envisagées- que l'administration chargée des douanes serait tenue, en cas de non-respect de l'obligation d'incorporation minimale de carburants de synthèse par un fournisseur, de constater le manquement et de prononcer à son encontre une amende administrative. Si le montant de cette amende peut être modulé pour tenir compte de la nature, de la durée, de la récurrence et de la gravité des manquements constatés, il ne peut être inférieur à deux fois « *le montant résultant du produit de la différence entre le prix annuel moyen de la tonne de carburants d'aviation conventionnels et le prix de la tonne de carburants d'aviation durables par la quantité de carburants d'aviation ne respectant pas les parts minimales mentionnées à l'article 4 et à l'annexe I du règlement* ».

À cet égard, le projet de texte réglementaire précité envisage une rédaction plus stricte que le règlement européen lui-même et que les dispositions législatives de l'article L. 229-81 du code de l'environnement, qui semblent laisser place à l'opportunité des poursuites, en exigeant que l'auteur du manquement soit « *passible* » d'une amende.

Si les autorités françaises souhaitent conserver sans ambiguïté cette marge de manœuvre au stade de la mise en œuvre des poursuites, il conviendrait d'amender la rédaction du projet de décret, afin que la sémantique des termes employés corresponde à celle du règlement RefuelEU et de la loi⁹.

En pratique, en cas d'absence totale d'offre de carburant de synthèse en 2030 en dépit de la manifestation expresse de la volonté des exploitants d'aéronefs et des fournisseurs d'en acquérir et d'en payer le prix, il paraît difficilement concevable que l'administration inflige des amendes sanctionnant le non-respect d'une obligation impossible à respecter, sans tenir compte des circonstances particulières de l'espèce. La disponibilité de carburant de synthèse, dans des proportions manifestement insignifiantes par rapport aux besoins mondiaux pourrait entraîner le même constat dans la mesure où, en dépit des diligences qu'on pourrait attendre de leur part, les fournisseurs de carburants seraient tout autant incapables de respecter leur obligation. Dans cette hypothèse, l'administration compétente dispose, au vu de chaque constat et après mise en œuvre de la procédure contradictoire préalable à sa décision, du pouvoir de décider de ne pas infliger de sanction compte-tenu de ces circonstances.

⁹ Par exemple, en insérant cette possibilité à l'article R. 229-137 du code de l'environnement « *En cas de non-respect de l'obligation d'incorporation de la part minimale de carburants d'aviation fixée à la deuxième ligne du tableau de l'article R. 229-132, l'administration chargée des douanes constate le manquement et [peut] prononce[r] à l'encontre du fournisseur de carburant l'amende administrative prévue au 1° de l'article L. 229-82* ».

2. Seule la démonstration de l'existence d'un cas de force majeure apparaîtrait susceptible de conduire à l'annulation juridictionnelle d'une sanction, mais une telle invocation pourrait fragiliser l'application du règlement et exposer les autorités françaises à un recours en manquement.

2.1. Sans garantie de succès, un fournisseur de carburant pourrait tenter d'invoquer la force majeure à l'appui d'un recours en annulation de la sanction prononcée à son encontre devant le juge administratif.

* Un cas de force majeure se définit comme un « événement imprévisible, insurmontable, extérieur à la personne du débiteur [et l'] empêchant d'exécuter son obligation »¹⁰.

La force majeure trouve en principe à s'appliquer comme cause exonératoire de responsabilité, en matière contractuelle¹¹ ou délictuelle. La Cour de cassation juge à cet égard que **la force majeure s'entend des événements qui rendent l'exécution de l'obligation impossible par son débiteur**, et non de ceux qui la rendent seulement plus onéreuse¹².

Il est en revanche rare que l'application de la force majeure soit reconnue en matière répressive¹³, les cas d'exonération de sanctions étant généralement expressément prévus par un texte qui précise, par exemple, les cas dans lesquels une amende administrative peut ne pas être infligée¹⁴.

Néanmoins, la jurisprudence administrative a reconnu la possibilité pour un requérant, dans le silence de la loi – en l'espèce fiscale – de se prévaloir de la force majeure pour justifier du non-respect d'une obligation légale¹⁵. L'opérance du moyen tiré de l'existence d'un cas de force majeure a également été reconnue en matière de sanction administrative, même en l'absence de texte prévoyant des exonérations¹⁶.

¹⁰ Lexique des termes juridiques, « Force majeure », éd. 2025-2026 Lefebvre Dalloz, p. 528.

¹¹ En matière contractuelle, l'article 1218 du code civil en donne une définition légale : « Il y a force majeure en matière contractuelle lorsqu'un événement échappant au contrôle du débiteur, qui ne pouvait être raisonnablement prévu lors de la conclusion du contrat et dont les effets ne peuvent être évités par des mesures appropriées, empêche l'exécution de son obligation par le débiteur. (...) ».

¹² Cf. Concl. E. Bokdam-Tognetti p. 7, sur CE, 10 décembre 2021, *Société Hydroption*, n° 439944 : au sujet de Cass. civ. 4 août 1915, DP 1916. 1. 22 ; Cass. com. 12 novembre 1969, JCP 1971. II. 16791 ; Civ. 1re, 30 mai 2006, n° 03-16.335 P : D. 2006. IR 1705).

¹³ Cf. Concl. Mme Prada-Bordenave, p. 5, sur CE, 7 mai 2008, *Société Air France*, n° 305814, aux Tables : « Certes la force majeure est un cas d'exonération de responsabilité mais il est rare qu'elle soit retenue en matière répressive, elle n'est d'ailleurs pas citée en tant que telle au code pénal. En effet, même si cela peut se concevoir pour certaines infractions matérielles, il est tout de même rare que ce soit un événement extérieur qui impose la commission d'une infraction ».

¹⁴ Voir CE, 11 décembre 2020, *Société Air France*, n° 427744 au Recueil : s'agissant des exemptions d'amendes infligées aux entreprises de transport aérien dans les conditions prévues à l'article L. 625-5 du CESEDA ; ou CE, 10 juin 2025, *Société Webgroup Czech Republic AS*, n° 499624 : s'agissant du VI de l'article 10-1 de la loi n° 2004-575 du 21 juin 2004 qui prévoit qu'aucune sanction ne peut être prononcée aux éditeurs et fournisseurs de services numériques en raison de « motifs de force majeure ou d'impossibilité de fait qui ne [leur] sont pas imputables » ; ou encore CE, 5 novembre 2003, *M. X.*, n° 247055, au Recueil : en matière agricole, les cas de force majeure justifiant que les sanctions administratives ne soient pas infligées sont aujourd'hui repris expressément par le règlement (UE) 2021/2116 du Parlement européen et du Conseil du 2 décembre 2021.

¹⁵ CE, 21 septembre 2016, *Ministre des finances c/ B...*, n° 386250, mentionné aux Tables, rendu en matière fiscale.

¹⁶ CE, 7 mai 2008, *Société Air France*, n° 305826, aux Tables sur ce point, et CE, 29 octobre 2009, *Société Air France*, n° 310605, 312825 : s'agissant de la méconnaissance, par une compagnie aérienne, de l'interdiction de faire décoller ses avions entre minuit et 5h du matin. En l'espèce, le Conseil d'Etat a cependant considéré que les conditions de la force majeure n'étaient pas remplies.

Annexe VI

Le caractère exonératoire de responsabilité est alors subordonné à la réunion des trois conditions de la force majeure, définie comme un événement **extérieur** au débiteur de l'obligation, **imprévisible** dans sa survenance et **irrésistible** dans ses effets.

* Au cas présent, les fournisseurs de carburant d'aviation auxquels une amende aura été infligée pourraient saisir le juge administratif d'un recours en annulation de cette sanction, en invoquant l'existence d'un cas de force majeure. Ils devraient alors faire la démonstration de la réunion des trois conditions précitées, l'argument tiré de l'onérosité de carburants de synthèse qui seraient disponibles étant, à lui seul, insuffisant.

Dès lors que la production de carburants de synthèse ne dépend pas des fournisseurs mais de la filière de production auprès de laquelle ils s'approvisionnent, les critères de l'extériorité et de l'irrésistibilité semblent pouvoir être remplis. En revanche, dans la mesure où l'incertitude qui pèse sur le développement des installations européennes de production de CAD¹⁷ est déjà actuellement établie, il n'est pas certain que le critère d'imprévisibilité d'une situation de difficulté d'approvisionnement puisse être retenu en 2030 même si le juge devra prendre en compte, dans son appréciation, l'absence de toute obligation de production de carburant de synthèse pesant sur les fournisseurs de carburants eux-mêmes.

Ainsi, si dans son principe, la théorie de la force majeure pourrait être invoquée par un fournisseur pour tenter de s'exonérer de sa responsabilité concernant les manquements aux obligations de part minimales de carburants de synthèse, **il n'est pas certain que le juge de la légalité des sanctions administratives considère que les conditions de la force majeure sont réunies.**

Plus les quantités de carburants offertes au niveau mondial augmenteront plus il sera difficile pour les fournisseurs d'invoquer et de démontrer la situation de force majeure, alors même que ces quantités demeureraient insuffisantes pour couvrir la totalité des besoins mondiaux. Selon les circonstances et les diligences des opérateurs économiques, l'administration pourra décider d'infliger des sanctions.

Là encore, l'absence totale d'offre de carburant paraît, davantage que son insuffisance, susceptible de caractériser un cas de force majeure. Le juge pourrait alors, dans le cadre de ses pouvoirs de plein contentieux, annuler ou réformer la sanction.

Saisi en ce sens, le juge administratif pourrait également décider de renvoyer à la Cour de Justice de l'Union européenne une question préjudicielle tenant à l'interprétation du règlement, afin de déterminer si l'absence ou l'insuffisance de carburant constituerait un cas de force majeure de nature à faire obstacle à l'application du régime de sanctions qu'il institue, même en l'absence d'exemption textuelle. Par ailleurs, si une telle exemption était prévue par voie de modification du règlement, même postérieurement au prononcé d'une amende, l'office du juge du plein contentieux en matière de sanctions administratives lui permettrait d'en tenir compte pour annuler la sanction à la date à laquelle il statue¹⁸.

¹⁷ Voir le rapport de l'AESA 2023 sur les prix des CAD pour les différents scénarios de production à horizon 2030.

¹⁸ CE, Ass., 16 février 2009, *Société Atom*, n° 274000, au Recueil.

- 2.2. **En cas d'invocation avec succès de la force majeure devant le juge national, qui ferait alors obstacle à la perception effective des amendes, les autorités françaises s'exposeraient en théorie à un recours en manquement mais devraient en tout état de cause se rapprocher de la Commission européenne afin de lui soumettre les difficultés rencontrées.**

* L'application partielle d'un règlement européen constitue une violation du droit de l'Union exposant l'Etat membre à un recours en manquement¹⁹.

Ce recours est prévu par l'article 258 TFUE, qui autorise la Commission, après avoir mis un Etat membre en mesure de présenter ses observations, à émettre un avis motivé si elle estime que cet Etat a manqué à ses obligations. Si ce dernier ne se conforme pas à l'avis motivé, la Commission peut saisir la Cour afin que celle-ci constate le manquement. En cas de non-conformité à l'arrêt en manquement, l'Etat s'expose à un recours en manquement sur manquement et à des sanctions pécuniaires²⁰.

Le recours en manquement a un caractère objectif : l'intention de l'Etat ou la gravité du manquement sont indifférents pour caractériser ledit manquement. Dans le cadre de ce recours, la Cour de justice est ainsi particulièrement rigoureuse dans l'acceptation d'éventuels faits justificatifs invoqué par les Etats membres²¹. La conception objective du recours en manquement exclut en effet l'idée de circonstances exonératoires.

Ainsi, la Cour rejette systématiquement les justifications tirées de considérations internes à l'Etat. Selon une jurisprudence constante « *un Etat membre ne saurait exciper de dispositions, de pratiques ou de situations de son ordre interne pour justifier le non-respect des obligations et des délais résultant du droit de l'Union* »²². En particulier, les Etats ne peuvent se prévaloir de difficultés apparues au stade de l'exécution d'un acte européen²³.

La Cour considère en effet que les gouvernements des Etats membres participent aux travaux préparatoires des actes de droit dérivé et doivent dès lors être en mesure d'élaborer les dispositions nationales nécessaires à leur mise en œuvre²⁴.

En outre, l'exception d'inexécution n'est pas admise pour justifier une violation du droit de l'Union : un Etat membre ne peut faire valoir le fait que d'autres Etats membres ont commis la même violation²⁵ pour s'exonérer de ses obligations²⁶.

¹⁹ Voir notamment CJCE, 7 février 1973, Commission c. Italie, aff. 39-72 ; CJCE, Commission c. Royaume-Uni, aff. 128/78 ; CJCE, Commission c. Royaume-Uni, aff. C-236/2005 ; CJCE, 17 juin 1987, Commission c. Italie, aff. C-394/85.

²⁰ Article 260, paragraphe 2 TFUE.

²¹ Dalloz, répertoire de droit européen ; recours en constatation de manquement – V.Michel ; section 3 – faits justificatifs.

²² CJUE, 10 juillet 2014, Commission c. Belgique, aff. C-421/12, point 43 ; CJUE, 21 mars 2019, Commission c. Italie, aff. C-498/17, point 35 ; CJUE, 18 octobre 2018, Commission c. Roumanie, aff. C-301/17, point 45 ; CJUE, 25 février 2016, Commission c. Espagne, aff. C-454/14, point 45 ;

²³ CJCE, Commission c. Royaume-Uni, 7 février 1979, aff. 128/78, points 10 et 11 ; voir aussi CJCE, 2 mai 2002, Commission c. France, aff. C-292/99, point 47.

²⁴ CJCE, 4 juin 1987, Commission c. Belgique, aff. 134/86, point 8.

²⁵ Voir pour exemple Commission c. France, 25 septembre 1979, aff. 232/78, point 9.

²⁶ Dalloz, répertoire de droit européen ; recours en constatation de manquement – V.Michel ; section 3 – faits justificatifs et jurisprudence citée, notamment Commission c. Pays-Bas, 24 janvier 1995, aff. C-359/93, point 16.

En revanche, la justification tirée d'un cas de force majeure ou d'une impossibilité absolue d'exécution peut être acceptée par la Cour, dans de très strictes conditions.

Selon la Cour, la notion de force majeure vise essentiellement des circonstances étrangères rendant impossible la réalisation du fait en cause. Si elle ne présuppose pas une impossibilité absolue, elle exige toutefois qu'il s'agisse de difficultés anormales, indépendantes de la volonté de la personne et apparaissant inévitables même si toutes les diligences utiles sont mises en œuvre²⁷. En pratique, la Cour n'admet que rarement l'invocation de la force majeure.

En tout état de cause, en cas d'impossibilité absolue de mettre en œuvre un règlement, les Etats membres ne peuvent pas unilatéralement renoncer à exécuter le règlement. Ils doivent, conformément au principe de coopération loyale, en faire part à la Commission. La Cour précise à cet égard que *« lorsqu'un Etat membre rencontre des difficultés imprévisibles dans la mise en œuvre d'un règlement de la Commission, qui rendent l'exécution des obligations imposées par ce règlement absolument impossible, il lui incombe de soumettre ces problèmes à la Commission en lui proposant des solutions appropriées. Dans un tel cas, la Commission et l'Etat membre doivent, en vertu des devoirs réciproques de coopération loyale que leur impose notamment l'article [4 du traité sur l'Union européenne], collaborer de bonne foi en vue de surmonter ces difficultés dans le plein respect des dispositions du traité »*²⁸.

* En l'occurrence, les autorités françaises ont l'obligation de mettre en place un régime de sanctions sous forme d'amendes en cas de non-respect par les fournisseurs de carburant de leur obligation d'incorporation. Cette obligation semble être respectée en l'espèce (voir point 1.2.).

En revanche, plus délicate est la question de l'effectivité de ce régime de sanctions. En effet, dans l'hypothèse où les fournisseurs invoqueraient avec succès la force majeure devant le juge national (voir point 2.1.), les amendes ne seraient pas effectivement perçues par les autorités françaises. L'application du règlement RefueUEU en serait fragilisée et une telle situation pourrait être vue comme une méconnaissance du règlement par les autorités françaises les exposant alors à un recours en manquement.

Dans un tel cas particulier et même si cette situation résulterait pour partie de considérations internes à la France – le contrôle juridictionnel des sanctions administratives –, c'est avant tout l'absence de production mondiale de carburants de synthèse, ou à tout le moins dans des proportions manifestement insignifiantes, qui mènerait à cette application partielle du règlement. Dans de telles circonstances, il est ainsi peu probable que la Commission, qui jouit d'un pouvoir discrétionnaire en la matière²⁹ et qui sera probablement consciente de ces problèmes liés à la production de carburant de synthèse, décide d'introduire un recours en manquement devant la Cour de justice. Dans un tel cas néanmoins, les autorités françaises pourraient éventuellement invoquer à leur tour la force majeure ou l'impossibilité absolue d'exécuter le règlement devant la Cour. En tout état de cause, en application du principe de coopération loyale, elles devraient soumettre en amont ces difficultés à la Commission européenne.

²⁷ CJCE, 17 septembre 1987, Commission c. Grèce, aff. 70/86, point 8.

²⁸ CJCE, 10 juillet 1990, Commission c. Allemagne, aff. C-217/88, point 33.

²⁹ CJCE, 14 févr. 1989, Star Fruit c/ Commission, aff. 247/87.

3. En cas de modification, retard ou suppression de l'obligation d'incorporation de parts minimales de carburants de synthèse à l'occasion de la mise en œuvre de la clause de réexamen prévue par le règlement, les opérateurs économiques ne pourraient probablement pas obtenir indemnisation des fonds engagés.

3.1. L'engagement de la responsabilité de l'Union européenne du fait de l'exercice de son activité normative répond à des conditions strictes.

* L'article 340, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) établit le principe de responsabilité extracontractuelle de l'Union. En vertu de cet article : *« En matière de responsabilité non contractuelle, l'Union doit réparer, conformément aux principes généraux communs aux droits des États membres, les dommages causés par ses institutions ou par ses agents dans l'exercice de leurs fonctions ».*

L'engagement de cette responsabilité extracontractuelle suppose la réunion de plusieurs conditions : l'illégalité du comportement reproché aux institutions, la réalité du dommage et l'existence d'un lien de causalité entre ce comportement et le préjudice invoqué³⁰.

En particulier, la Cour juge que la responsabilité du fait d'un acte normatif de l'Union qui implique des choix de politique économique ne saurait être engagée qu'en présence d'une violation suffisamment caractérisée d'une règle supérieure de droit protégeant les particuliers³¹.

Cette conception restrictive de la responsabilité de l'Union du fait de l'exercice de ses activités normatives s'explique par le fait que, d'une part, l'exercice de la fonction législative ne doit pas être entravé par la perspective d'actions en dommages-intérêts chaque fois que l'intérêt général de l'Union commande de prendre des mesures normatives susceptibles de porter atteinte aux intérêts des particuliers et que, d'autre part, dans un contexte normatif caractérisé par l'existence d'un large pouvoir d'appréciation, indispensable à la mise en œuvre d'une politique de l'Union, la responsabilité de l'Union ne peut être engagée que si l'institution concernée a méconnu de manière manifeste et grave les limites qui s'imposent à l'exercice de ses pouvoirs³².

Pour mettre en cause la responsabilité de l'Union, la règle de droit dont la violation est alléguée doit ainsi avoir pour objet de conférer des droits aux particuliers³³. Tel est le cas des principes de sécurité juridique et de protection de la confiance légitime³⁴, le premier ayant pour corollaire le second³⁵.

³⁰ CJCE, gde ch., 9 septembre 2008, FIAMM, [aff. Ites C-120/06 P et C-121/06 P](#), point 106.

³¹ CJCE, gde ch., 9 septembre 2008, FIAMM, [aff. Ites C-120/06 P et C-121/06 P](#), point 172.

³² CJCE, gde ch., 9 septembre 2008, FIAMM, [aff. Ites C-120/06 P et C-121/06 P](#), point 174.

³³ CJCE, gde ch., 9 septembre 2008, FIAMM, [aff. Ites C-120/06 P et C-121/06 P](#), point 173.

³⁴ TUE, 29 novembre 2016, T & L Sugars Ltd, [aff. T-103/12](#), point 63. Voir pour la méconnaissance du principe de confiance légitime susceptible d'engager la responsabilité de l'Union : TUE, 8 juin 2000, Camar, [aff. T-79/96](#), points 73 à 76.

³⁵ TUE, 29 novembre 2016, T & L Sugars Ltd, [aff. T-103/12](#), point 150.

Annexe VI

Le principe de sécurité juridique exige que les règles du droit soient claires, précises et prévisibles dans leurs effets³⁶. Il est ainsi essentiel que les institutions respectent l'intangibilité des actes qu'elles ont adoptés et qui affectent la situation juridique et matérielle des sujets de droit, de sorte qu'elles ne peuvent modifier ces actes que dans le respect des règles de compétence et de procédure³⁷. Pour autant, le principe de sécurité juridique ne saurait donc empêcher en soi la modification d'une règle juridique³⁸.

Comme précisé par l'avocat général Léger, les justiciables seront d'autant moins admis à se prévaloir de droits acquis qu'ils auront bénéficié d'une information claire sur les perspectives d'évolution du cadre juridique dans lequel s'inscrit leur activité³⁹. En outre, il importe que le législateur européen puisse exercer ses compétences normatives, ce qui suppose qu'il soit libre de modifier la réglementation existante⁴⁰.

Par ailleurs, le droit de se prévaloir du principe de protection de la confiance légitime s'étend à tout justiciable à l'égard duquel une institution de l'Union a fait naître des espérances fondées⁴¹. Ce principe peut ainsi être invoqué à l'encontre d'une réglementation de l'Union lorsque la situation susceptible d'engendrer une telle confiance a été créée par une institution de l'Union⁴².

* En revanche, la Cour précise de façon constante que lorsqu'un opérateur économique prudent et avisé est en mesure de prévoir l'adoption d'une mesure de l'Union de nature à affecter ses intérêts, il ne saurait invoquer le bénéfice de ce principe lorsque cette mesure est adoptée⁴³.

Ainsi, les opérateurs économiques ne peuvent placer leur confiance légitime dans le maintien d'une situation existante qui peut être modifiée dans le cadre du pouvoir d'appréciation des institutions de l'Union, et ce spécialement dans des domaines dont l'objet comporte une constante adaptation en fonction des variations de la situation économique⁴⁴.

³⁶ TUE, 29 novembre 2016, T & L Sugars Ltd, aff. T-103/12, point 147 ; CJUE, 17 décembre 2015, Gergely Szemerey, aff. C-330/14, point 47.

³⁷ TUE, 22 avril 2016, Irlande c. Commission, aff. Ites T-50/06 RENV II et T-69/06 RENV II, point 59.

³⁸ TUE, 4 mai 2016, Carlos Andres c. BCE, aff. T-129/14 P, point 35.

³⁹ Conclusions de l'Avocat général Philippe Léger présentées le 4 novembre 1997 dans l'affaire C-315/96, point 32.

⁴⁰ Conclusions de l'Avocat général Philippe Léger présentées le 4 novembre 1997 dans l'affaire C-315/96, point 33.

⁴¹ CJUE, 14 octobre 2010, Nuova Agricast, aff. C-69/09 P, point 71 ; TUE, 24 janvier 2017, Nausicaa, aff. T-749/15, point 81 ; TUE, 8 juin 2000, Camar, aff. T-79/96, point 74. Le droit de se prévaloir de ce principe suppose la réunion de trois conditions cumulatives. Premièrement, des assurances précises, inconditionnelles et concordantes, émanant de sources autorisées et fiables, doivent avoir été fournies à l'intéressé par l'administration de l'Union. Deuxièmement, ces assurances doivent être de nature à faire naître une attente légitime dans l'esprit de celui auquel elles s'adressent. Troisièmement, les assurances données doivent être conformes aux normes applicables : voir TUE, 24 janvier 2017, Nausicaa, aff. T-749/15, point 81.

⁴² TUE, 30 janvier 2018, Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej, aff. T-625/16, point 75.

⁴³ CJUE, 23 janvier 2019, Deza, aff. C-419/17 P, point 71 ; CJUE, 14 octobre 2010, Nuova Agricast, aff. C-69/09 P, point 71 ; CJUE, gde ch., 26 juin 2012, Pologne c. Commission, aff. C-335/09 P, point 180 ; TUE, 24 janvier 2017, Nausicaa, aff. T-749/15, point 82.

⁴⁴ CJUE, gde ch., 26 juin 2012, Pologne c. Commission, aff. C-335/09 P, point 180 ; TUE, 24 janvier 2017, Nausicaa, aff. T-749/15, point 82.

En particulier, lorsqu'un acte de l'Union prévoit lui-même explicitement le réexamen de la réglementation pour tenir compte des évolutions et de l'expérience acquise dans sa mise en œuvre⁴⁵, un opérateur économique prudent et avisé ne pouvait s'attendre à ce que le cadre législatif en cause reste inchangé⁴⁶.

En pratique, le principe de protection de la confiance légitime n'est que rarement sanctionné.

3.2. Il est peu probable qu'une action en responsabilité engagée par les producteurs de carburant et les investisseurs contre l'Union européenne pour méconnaissance du principe de confiance légitime puisse aboutir.

* En l'occurrence, l'article 17 du règlement RefuelEU, intitulé « rapports et examen », dispose en son paragraphe 1 : « *Au plus tard le 1er janvier 2027 et ensuite tous les quatre ans, la Commission présente au Parlement européen et au Conseil un rapport sur l'application du présent règlement* ». Son paragraphe 3 précise que « *Le rapport évalue la nécessité éventuelle de revoir le champ d'application du présent règlement, la définition des CAD, les carburants admissibles et les parts minimales fixées à l'article 4 et à l'annexe I, ainsi que le niveau des amendes* » et son paragraphe 6 que le rapport « *examine s'il y a lieu de modifier le présent règlement et, le cas échéant, quelles modifications devraient être envisagées* ».

En outre, le considérant 49 précise que le règlement devrait « *comporter des dispositions prévoyant l'établissement de rapports périodiques au Parlement européen et au Conseil sur l'évolution des marchés de l'aviation et des carburants, sur la mise en œuvre du présent règlement (...), l'efficacité des principales composantes du présent règlement comme les parts minimales de CAD, le niveau des amendes ou l'évolution des politiques en matière d'utilisation de CAD au niveau international. Ces éléments sont essentiels pour dresser un état des lieux clair du marché des CAD et devraient être pris en considération lorsque la question d'une éventuelle révision du présent règlement se posera* ».

Le règlement prévoit ainsi explicitement et sans équivoque qu'une adaptation des règles qu'il établit pourra être nécessaire, en particulier s'agissant de l'obligation d'incorporation de parts minimales de CAD, y compris de carburants de synthèse, qui incombe aux fournisseurs de carburants.

Dans ces conditions, un opérateur économique prudent et avisé ne peut légitimement pas s'attendre à ce que le cadre législatif mis en place par le règlement RefuelEU reste inchangé sur ce point.

*En application de la jurisprudence mentionnée ci-dessus, il est donc hautement improbable que des investisseurs ou des producteurs puissent invoquer la méconnaissance par l'Union du principe de sécurité juridique ou de son corollaire de protection de la confiance légitime pour engager sa responsabilité extracontractuelle et obtenir réparation du préjudice qu'ils pourraient subir du fait d'une modification, d'un retard, ou d'une suppression de l'obligation d'incorporation des CAD, y compris de carburants de synthèse, à l'occasion de la mise en œuvre de la clause de réexamen.

⁴⁵ CJUE, 21 juin 2018, Pologne c. Parlement européen, [aff. C-5/16](#), points 114 à 116.

⁴⁶ CJUE, 21 juin 2018, Pologne c. Parlement européen, [aff. C-5/16](#), point 135.

Annexe VI

Cela est d'autant plus improbable que dans un domaine de politique industrielle et économique dans lequel s'inscrit le règlement RefuelEU, qui nécessite une constante adaptation en fonction des variations de la situation économique, les institutions de l'Union disposent d'une grande marge de manœuvre.

ANNEXE VII

**Note de la Direction des affaires juridiques
des ministères économiques et financiers
sur la conformité au regard du droit des
aides d'État d'un dispositif de soutien aux
producteurs de carburants de synthèse
établis en France**

Analyse au regard du droit des aides d'État de dispositifs de soutien financier aux producteurs de carburants durables et de synthèse établis en France

Les dispositifs envisagés par l'IGF et l'IGEDD pour soutenir financièrement la production nationale de carburants durables ou de synthèses sont des aides d'État. La circonstance que le marché de ces produits ne soit pas encore mature ne permet pas d'exclure cette qualification.

La compatibilité de ces aides pourrait être recherchée sur le fondement des lignes directrices environnement de 2022, du CISAF ou du RGEC mais le critère territorial pour l'achat de ces carburants est de nature à exclure l'application de ces textes.

En effet, l'ajout d'un critère territorial est susceptible de constituer une entrave à l'importation des carburants produits dans les États membres, ce qui est pros crit par le TFUE. Il n'est pas possible de justifier cette entrave sur le fondement d'une raison impérieuse d'intérêt général telle que la protection de l'environnement, faute de satisfaire au test de proportionnalité.

Pour mobiliser les fondements de compatibilité disponibles, il conviendrait de modifier la nature des dispositifs envisagés, en organisant par exemple, sur le modèle de ce qui se fait pour la production d'électricité de sources d'énergies renouvelables ou décarbonées, des appels d'offres pour le financement d'unité de production et d'exploitation sur le territoire national.

Dans le cadre de la mission menée par l'IGF et l'IGEDD relative au développement d'une filière nationale pour la production de carburants durables ou de synthèse en vue de répondre aux objectifs de l'UE en matière de climat, l'IGF envisage de mettre en place des (a) « contrats pour différence » ou (b) un système de double enchère.

- a) Les **contrats pour différence**, également connus sous le nom de « contrats d'écart compensatoire bidirectionnels » visent à assurer, au profit de son bénéficiaire, un complément de rémunération, positif ou négatif selon le prix du marché de référence qui permet de garantir un revenu minimal pour la vente de carburants de synthèse afin de rentabiliser l'investissement et de limiter les rémunérations excessives lorsque les prix de référence sont élevés.

- b) Quant au **système de double enchère**, l'IGF le décrit comme la mise en place de deux appels d'offre miroir à l'acquisition et à la revente pour des quantités fixées préalablement. Dans ce système, la première enchère, « à la hollandaise »¹, correspond à un appel d'offres pour une quantité de carburant déterminée à l'avance et les offres retenues des producteurs seraient celles dans l'ordre croissant des prix, jusqu'à épuisement du quota de carburant (logique du « *merit order* »). Dans ce système, chaque lauréat bénéficie d'un prix d'achat différent correspondant à l'offre qu'il a formulée qui couvre en principe ses frais d'investissement et sa marge. Quant à la seconde enchère, elle vise à établir le prix auquel les consommateurs finaux sont prêts à acheter le carburant en l'absence de marché de référence (secteurs aérien et maritime). À l'instar des contrats d'écart compensatoire bidirectionnel, l'État viendrait compenser la différence lorsque le prix d'achat fixé pour les consommateurs finaux (enchère 2) est inférieur à celui fixé pour les producteurs (enchère 1). Toutefois, la différence centrale dans ce système de double enchère par rapport à l'autre est que le prix de vente aux consommateurs n'est pas déterminé par le marché de référence – qui n'existe pas encore – mais par la seconde enchère.

L'IGF souhaite savoir si ces financements peuvent être qualifiés d'aide d'État (1) et le cas échéant s'il existe un fondement de compatibilité (2). Dans l'affirmative, l'IGF souhaite savoir s'il est possible de restreindre ces dispositifs d'achat aux seules installations industrielles qui produisent sur le territoire national (3).

1. Les deux dispositifs, qui garantiraient un revenu minimal lors de la vente des carburants produits, peuvent être qualifiés d'aide d'État.

Selon l'article 107, §1 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), est qualifiée d'aide d'État la mesure qui cumulativement :

- confère un avantage à une entreprise ou plusieurs entreprises ;
- est sélective ;
- est accordée par l'État ou au moyen de ressources d'État ;
- fausse ou menace de fausser la concurrence et affecte les échanges entre États membres.

Ces critères peuvent être considérés comme étant remplis, quel que soit le mode de financement envisagé (a ou b).

* Au sens de l'article 107, §1 TFUE, l'**avantage** est un avantage économique **qu'une entreprise n'aurait pas pu obtenir dans les conditions normales du marché**, c'est-à-dire en l'absence d'intervention de l'État.

¹ Système des enchères discriminantes du type « *paid as bid* » décrit notamment dans Percebois (J), « Les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, leurs forces et leurs faiblesses respectives », *Cahier de recherche*, n° 14.03.107, Centre de Recherche en Economie et Droit de l'Energie, mars 2017, pp 13-15.

Lors de l'examen des régimes de soutien à la production d'électricité par le biais de **contrats pour différence**, la Commission a systématiquement considéré qu'un tel dispositif aboutit à l'octroi d'un avantage car, d'une part, le bénéficiaire n'aurait pas pu bénéficier d'un tel contrat dans des conditions normales de marché sans l'intervention des pouvoirs publics et, d'autre part, il permet de garantir une rémunération minimale lorsque les prix du marché de référence sont faibles².

Il en irait de même pour le **système de double enchère** : certes tout producteur pourrait organiser lui-même une vente par adjudication pour revendre sa production mais l'intervention de l'État pour la détermination du prix du producteur, du prix aux consommateurs et l'éventuelle compensation au profit du producteur afin de lui assurer un prix d'achat minimum garanti couvrant ses frais et sa marge a pour effet d'accorder un avantage économique aux seuls lauréats du système mis en place qui ne seront pas tributaires des prix du marché et ce, quelle que soit l'issue de la seconde enchère.

* Le critère relatif à la **sélectivité** sera également rempli dans la mesure où l'avantage accordé par la mesure ne sera accordé qu'à certaines entreprises actives dans le secteur de l'énergie qui se verront octroyer les contrats pour différence ou qui seront les lauréates des procédures d'appel d'offres.

* Le critère de **ressources d'État** suppose que le financement soit imputable à l'État et le soit au moyen d'une « ressource d'État ».

La Commission devrait considérer que ce critère est rempli dès lors que le dispositif sera institué par les autorités françaises et que le financement sera entièrement et directement financé par le budget de l'État, en cas de complément de rémunération positif au profit des producteurs de carburants dans le système des contrats pour différence ou dans le cas où l'État compense la différence de prix acheteurs/producteur lorsque la détermination du premier se fait au détriment des producteurs dans le système de double enchère.

La possibilité d'un complément de rémunération négatif dans le cadre des contrats pour différence, qui ne peut être anticipé, faute de connaître à l'avance les prix du marché, ne semble pas être de nature à exclure ce critère. En effet, il ressort de l'examen de la décision SA. 115764 que cette possibilité ne remet pas en cause la qualification en aide d'État d'une telle mesure pour la Commission malgré l'absence de ressources d'État engagées³. La Commission pourrait adopter la même approche dans le système de double enchère.

Dans le cadre des contrats pour différence pour la production d'électricité, la Commission exige par ailleurs que les recettes potentielles perçues par les pouvoirs publics soient (i) utilisées en priorité pour financer d'autres contrats d'écart compensatoire bidirectionnel, (ii) redistribuées aux clients finaux, (iii) utilisées pour financer les coûts des autres régimes de soutien direct des prix ou (iv) utilisées pour financer des investissements visant à réduire le coût de l'électricité pour les clients finaux⁴.

En d'autres termes, **la seule probabilité d'octroi d'un financement public suffirait**, pour la Commission, à remplir ce critère.

² V. par ex. l'aide d'État [SA.115764](#) (2025/N) – France. EPIP – Régime de soutien à trois parcs éoliens en mer, l'un au large du Sud de la Bretagne et deux autres en Méditerranée, point 65.

³ *Ibid.*, point 64.

⁴ *Ibid.*, points 25 et 26.

* Les critères relatifs à la **distorsion de concurrence et à l'affectation des échanges** entre États membres sont le plus souvent présumés⁵, dès lors que les autres éléments constitutifs de l'aide d'État sont remplis. Il ressort de la pratique décisionnelle de la Commission que seules les mesures dont les effets n'ont qu'une portée purement locale, n'affectent pas les échanges entre États membres⁶, ce qui serait improbable compte tenu de la dimension internationale du secteur de l'énergie et des acteurs présents sur ce marché.

Il résulte d'une jurisprudence constante qu'elle n'est pas tenue de démontrer l'effet réel que des aides ont sur la concurrence et sur les échanges entre États membres⁷. L'article 107 paragraphe 1 TFUE, indique d'ailleurs que les aides qui menacent de fausser la concurrence sont prohibées⁸.

Dans ses analyses, la Commission se fonde notamment sur le nombre de producteurs de l'Union⁹, l'importance du chiffre d'affaires du bénéficiaire de l'aide et sa vocation exportatrice, le poids des échanges commerciaux entre les États membres dans le secteur concerné, ainsi que la concurrence exercée par d'autres entreprises dans l'Union¹⁰. Toutefois dans la pratique, on constate qu'elle reconnaît de manière quasi systématique que ces deux critères sont remplis.

Il paraît donc difficile de se fonder sur une démonstration fondée sur l'absence de marché mature des carburants durables ou synthétiques pour exclure la qualification d'aide d'État des dispositifs envisagés d'autant plus que plusieurs acteurs sont en lice pour le développement de cette production¹¹.

Enfin, la Commission a considéré lors de l'examen d'un dispositif de soutien allemand à la production de tels carburants qu'un financement au profit de producteurs était susceptible de fausser la concurrence car le dispositif en cause renforçait la position concurrentielle du bénéficiaire de l'aide dans un secteur où les échanges intra-UE existent ou devraient exister à court terme du fait des obligations posées par le règlement *ReFuelEU Aviation*, affectant ainsi les échanges entre les États membres¹².

2. La compatibilité de l'aide pourrait être recherchée sur le fondement des lignes directrices environnement, du CISAF ou du RGEC.

Le considérant 26 du règlement *ReFuelEU Aviation* autorise les États membres à « mener des politiques de soutien et des initiatives visant à accroître les niveaux de production et d'utilisation de CAD, y compris de carburants de synthèse pour l'aviation » à condition d'être « **transparentes, non discriminatoires, proportionnées et à caractère général, et ouvertes à toutes les entreprises** » sur le fondement d'autres dispositions.

⁵ En dehors de l'hypothèse, sans pertinence en l'espèce eu égard à l'intensité de l'aide envisagée, du soutien public qui n'excède pas le plafond de *minimis*, lequel est réputé ne pas affecter les échanges et la concurrence et est donc exempté de la qualification d'aide d'État.

⁶ Communication de la Commission relative à la notion d'aide d'État visée à l'article 107, § 1 du TFUE, point 197.

⁷ CJCE, 29 avril 2004, *Italie c/ Commission*, aff. C-298/00 P, point 49.

⁸ Trib. UE, 30 janvier 2012, *Keller et Keller Meccanica c/ Commission*, aff. T-35/99, point 85.

⁹ La Commission considère que la présence de nombreux opérateurs économiques dans l'activité aidée témoigne de l'existence « d'une structure de marché pouvant être considérée comme un élément tendant à renforcer la conclusion qu'il n'est pas possible d'éviter toute incidence de l'aide sur la concurrence et les échanges » (TUE, 18 janvier 2012, *Djebels GPS c/ Commission*, aff. T-422/07, point 103).

¹⁰ Trib. UE, 30 novembre 2011, *SNIACE c/ Commission*, aff. T-238/09, point 80.

¹¹ Nous avons identifié plusieurs projets de développements sur le territoire de l'Union qui risqueraient de mettre à mal une telle démonstration et notamment le *TAKE-OFF project*, *INERATEC's e-fuel*, le *projet DEZIR*, etc.

¹² *State Aid SA.106395* (2024/N) – Germany – Concrete Chemicals project, point 88.

Annexe VII

Plusieurs fondements de compatibilité nous semblent pouvoir être mobilisés :

** Les lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022.*

La section 4 des lignes directrices concernant les aides d'État au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 adoptées sur le fondement de l'article 107, §3, sous c) du TFUE prévoit la possibilité d'octroyer des aides en faveur de la production de carburants durables ou de synthèse produits à partir de sources d'énergie à faible intensité de carbone (points 78, 80 et 83) et pourrait de ce fait, servir de fondement de compatibilité sous réserve de respecter toutes les autres conditions posées par ce texte (et notamment l'aide doit avoir un effet incitatif (point 3.1.2.), être proportionnelle (point 4.3.1.6), nécessaire (point 4.1.3.1) et appropriée (point 4.1.3.2)). L'octroi de l'aide doit par ailleurs être précédé d'une consultation publique (point 99) sauf en cas de recours à une procédure de mise en concurrence (point 96, g)).

Les aides accordées sur le fondement de ces lignes directrices sont soumises à l'obligation de notification *ex ante* à la Commission.

Conformément au point 3.1.3 des lignes directrices, celles-ci **ne peuvent toutefois pas servir de fondement de compatibilité à une aide ou à un régime d'aides s'ils sont susceptibles d'entraîner une violation du droit de l'Union**. Or, tel serait le cas avec l'ajout d'un critère territorial (voir point 3 de la note).

** Le CISAF.*

La section 4 du pacte pour une industrie propre (aussi appelé « CISAF ») reconnaît la nécessité d'octroyer des aides pour le développement de carburants durables ou synthétiques, conformément aux objectifs décrits dans les règlements *ReFuelEU Aviation* et *FuelEU Maritime* (considérant 42).

La Commission précise au considérant 48, sous a) de ce texte, qu'elle reconnaîtra comme compatible avec le marché intérieur, les aides à l'investissement pour la production de ces carburants *via* notamment le recours à différents instruments, comme les contrats sur différence ou les primes de rachat (considérant 65).

Toutefois, à l'instar des lignes directrices environnement, **le considérant 20 du CISAF précise que si les modalités de l'aide entraînent une violation du droit de l'Union, elle ne saurait être déclarée compatible avec le marché intérieur**. Or, le critère territorial envisagé est susceptible d'entraîner une violation d'autres dispositions du TFUE pour les raisons évoquées au point 3 de la note et par conséquent de faire échec à la compatibilité de l'aide sur ce fondement.

** Le RGEC.*

Enfin, l'article 41 du règlement général d'exemption par catégorie (RGEC) autorise l'octroi d'aides à l'investissement en faveur de la production de biocarburants en franchise de notification sous certaines conditions. Toutefois, ces aides **ne peuvent être octroyées qu'aux nouvelles unités de production** (§5), ce qui est de nature à exclure des dispositifs envisagés par l'IGF les acteurs présents sur le territoire national dont l'appareil de production est déjà développé.

En outre, l'article 1^{er}, §2, sous d) dudit règlement dispose qu'il **ne s'applique pas « aux aides subordonnées à l'utilisation de produits nationaux de préférence aux produits importés »**. À l'instar des autres fondements de compatibilité, l'ajout d'un critère territorial empêcherait le recours à ce texte.

3. L'ajout d'un critère territorial serait toutefois de nature à remettre en cause la compatibilité de l'aide.

Ce critère territorial est de nature à caractériser une entrave à la libre circulation des marchandises qui ne pourrait être justifiée sur le fondement de la protection de l'environnement, faute de satisfaire au test de proportionnalité.

Encadré par les articles 34 à 37 du TFUE, le principe de libre circulation des marchandises vise notamment à supprimer les mesures d'effet équivalent à une restriction quantitative, qui s'entendent comme *« toute réglementation commerciale susceptible d'entraver directement ou indirectement, actuellement ou potentiellement le commerce intracommunautaire »*¹³.

Par ailleurs, la Cour de justice considère que *« si une aide comporte fréquemment par elle-même une protection et partant un certain cloisonnement du marché par rapport aux productions des entreprises qui n'en bénéficient pas, cette circonstance ne saurait impliquer des effets restrictifs qui iraient au-delà de ce qui est nécessaire pour que l'aide puisse atteindre les objectifs admis par le traité »*¹⁴.

En d'autres termes, l'aide ne doit pas être conditionnée au respect d'exigences comportant une restriction aux échanges qui ne seraient pas proportionnée à la finalité de l'aide, telles que des exigences de relocalisation sur le territoire national ou d'interdiction de délocalisation de l'appareil de production, c'est-à-dire des exigences liées au franchissement des frontières intra-États membres.

Or, tel serait le cas en l'occurrence car le soutien financier ne profiterait qu'aux producteurs établis en France au détriment de ceux établis dans les autres pays de l'Union européenne. Sur ces fondements juridiques, la Cour de justice a ainsi jugé qu'un régime d'aides étatique doit être qualifié de mesure d'effet équivalent à une restriction quantitative à l'importation lorsqu'il comporte une incitation financière en faveur des producteurs établis dans un territoire déterminé¹⁵.

Une mesure d'effet équivalent à une restriction quantitative à l'importation peut toutefois être justifiée par l'un des motifs d'intérêt public de l'article 36 du TFUE ou par l'une des exigences impérieuses d'intérêt général dégagées par la Cour de justice.

Lorsqu'une telle justification est invoquée, la mesure doit par ailleurs être conforme au principe de proportionnalité, c'est-à-dire être propre à garantir la réalisation de l'objectif visé sans aller au-delà de ce qui est nécessaire pour qu'il soit atteint¹⁶.

En l'espèce, la protection de l'environnement, qualifiée de raison impérieuse d'intérêt général par la Cour de justice¹⁷, est probablement invocable, mais le critère territorial du dispositif ferait vraisemblablement échec à la démonstration de sa proportionnalité à l'objectif visé.

¹³ CJCE, 11 juillet 1974, *Dassonville*, aff. 8/74, point 5.

¹⁴ CJCE, 22 mars 1977, *Iannelli c/ Meroni*, aff. 74/76, point 15.

¹⁵ CJCE, 5 juin 1986, *Commission c/ Italie*, aff. 103/84, points 24 et 25.

¹⁶ CJCE, 10 février 2009, *Commission c/ Italie*, aff. C-110/05, points 59 et 62.

¹⁷ CJUE, 24 mars 2011, *Commission c/ Espagne*, aff. C-400/08, point 74 (reconnaissance établie dans une affaire relative à la liberté d'établissement).

En effet, les consommateurs finaux pourraient tout aussi bien atteindre les objectifs environnementaux fixés dans les règlements *ReFuelEU Aviation* ou *FuelEU Maritime* en se fournissant auprès de producteurs établis dans d'autres États membres, d'autant plus si ces derniers ont des techniques de production plus sobres que les producteurs établis en France.

Un tel critère territorial serait donc vraisemblablement considéré par la Commission comme contraire à la libre circulation des marchandises et jugé comme tel par les juridictions nationales et européennes et remettrait en cause de ce fait la compatibilité de l'aide.

4. Un dispositif de soutien à la construction et à l'exploitation d'unités de production sur le territoire français¹⁸ permettrait de favoriser la production nationale.

En vue de favoriser l'émergence d'une filière industrielle sur le territoire national, il serait possible d'envisager un soutien financier qui pourrait reprendre celui en place pour développer les filières éolienne¹⁹ ou photovoltaïque, qui bénéficient notamment de contrats pour différence dans le cadre de la construction et de l'exploitation de leurs centrales.

À cet égard, la Cour de justice a jugé qu'« une mesure de soutien à des investissements prise par une autorité publique ne s'applique, par définition, qu'à l'égard du territoire dont cette dernière a la responsabilité et il ne saurait lui être reproché de ne pas en faire bénéficier des entreprises non établies sur ce territoire, celles-ci étant dans une situation différente à son égard de celles établies sur ledit territoire »²⁰.

En agissant ainsi, les pouvoirs publics pourraient soutenir une production nationale sans se voir reprocher une quelconque entrave car il n'y aurait plus d'enjeux de franchissement des frontières, contrairement à un régime d'aide qui aurait pour seul objet de garantir un prix minimal lors de la revente de carburants produits sur le territoire national. Il conviendra toutefois de veiller à ne pas réserver d'une quelconque manière cette production au marché national car une telle mesure serait de nature à constituer une entrave à l'exportation, interdite par le TFUE.

En outre, un tel soutien à l'investissement direct dans l'appareil productif permettrait de mobiliser les fondements de compatibilité précités à condition toutefois d'être ouvert à tous les acteurs pour exclure un risque de discrimination fondé sur la nationalité. Il existe par ailleurs un précédent allemand (SA.106395) dont pourraient s'inspirer les autorités françaises pour l'élaboration du soutien public envisagé.

¹⁸ Cf. *Hinkley Point* pour le soutien à la construction d'une centrale nucléaire.

¹⁹ v. par ex. SA.115764.

²⁰ CJCE, 26 septembre 2002, *Espagne c/ Commission*, aff. C-351/98, point 57.

ANNEXE VIII

Liste des personnes rencontrées

SOMMAIRE

1. CABINETS MINISTÉRIELS	1
1.1. Cabinet du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique	1
1.2. Cabinet du ministre de l'action et des comptes publics	1
1.3. Cabinet du ministre des transports	1
1.4. Cabinet de la ministre de la transition écologique, de la biodiversité et des négociations internationales sur le climat et la nature	1
2. SERVICES CENTRAUX ET DÉCONCENTRÉS DE L'ÉTAT	1
2.1. Services du Premier ministre.....	1
2.1.1. Secrétariat général des affaires européennes (SGAE).....	1
2.1.2. Secrétariat général pour l'investissement (SGPI).....	1
2.2. Ministère des armées et des anciens combattants.....	1
2.3. Ministère de la transition écologique, de la biodiversité et des négociations internationales sur le climat et la nature	2
2.3.1. Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture (DGAMPA).....	2
2.3.2. Direction générale de l'aviation civile (DGAC)	2
2.3.3. Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC).....	2
2.3.4. Direction générale des infrastructures, des transports et des mobilités (DGITM).....	3
2.4. Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique	3
2.4.1. Agence des participations de l'État (APE)	3
2.4.2. Inspection générale des finances (IGF).....	3
2.4.3. Direction des affaires juridiques (DAJ).....	3
2.4.4. Direction générale des entreprises (DGE).....	3
2.4.5. Direction générale des finances publiques (DGFIP)	4
2.4.6. Direction générale du Trésor (DGT).....	4
2.4.7. Direction du budget (DB).....	4
2.5. Ministère de l'Europe et des affaires étrangères	4
2.6. Services déconcentrés de l'État.....	4
3. ORGANISMES PUBLICS, AGENCES ET AUTORITÉS INDÉPENDANTES.....	5
3.1. ADEME.....	5
3.2. Comité stratégique de filière-Nouveaux systèmes énergétiques (CSE-NSE)	5
3.3. Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN)	5
3.4. Réseau de transport d'électricité (RTE)	5

4. ORGANISATIONS INTERNATIONALES, EUROPÉENNES ET ADMINISTRATIONS ÉTRANGÈRES	6
4.1. Agence de l'union européenne pour la sécurité aérienne (AESA)	6
4.2. Banque européenne d'investissement (BEI)	6
4.3. Commission européenne	6
4.3.1. Direction générale du climat (DG CLIMA)	6
4.3.2. Direction générale de la mobilité et des transports (DG MOVE).....	6
4.4. Ministère des transports du Royaume-Uni – Department for Transport (DfT)	6
5. ÉNERGÉTICIENS, PRODUCTEURS, OPÉRATEURS RÉSEAUX ET SOCIÉTÉS DE LOGISTIQUE PÉTROLIÈRE.....	7
5.1. Axens	7
5.2. Atoba Energy.....	7
5.3. EDF	7
5.4. Elyse Energy.....	7
5.5. Engie- projet France KEREAUZEN	7
5.6. H4 Marseille Fos (H4MF)	7
5.7. Hynamics	7
5.8. Verso Energy	8
5.9. Infinium.....	8
5.10. North Atlantic France	8
5.11. SMCA.....	8
5.12. TotalEnergies	8
6. INDUSTRIELS, ENTREPRISES ET ORGANISMES REPRÉSENTATIFS DES SECTEURS DE L'AÉRIEN ET DU MARITIME.....	9
6.1. Aéroports de Paris (ADP)	9
6.2. Airbus.....	9
6.3. Air France-KLM.....	9
6.4. Union des aéroports français (UAF).....	9
6.5. CMA-CGM.....	9
6.6. Fédération nationale de l'aviation et de ses métiers (FNAM)	10
6.7. Grand Port maritime de Marseille (GPMM)	10
6.8. Natran	10
6.9. Project SkyPower	10
6.10. Safran.....	10
6.11. Vueling	10
7. ACTEURS FINANCIERS	10
7.1. Bpifrance Assurance export.....	10
7.2. Caisse d'Épargne CEPAC.....	11
7.3. InfraVia.....	11
7.4. Meridiam.....	11
7.5. Société générale banque d'investissement et de financement (SG CIB)	11

8. THINK TANKS ET ASSOCIATIONS.....	11
8.1. Bureau français des e-fuels	11
8.2. Citepa	11
8.3. France Hydrogène.....	11
8.4. Forêts vivantes Pyrénées.....	11
8.5. Transport & Environnement France.....	12
9. PERSONNALITÉS QUALIFIÉES ET POLITIQUES.....	12

1. Cabinets ministériels

1.1. Cabinet du ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique

- ♦ M. Pierre-Elie Belouard, conseiller énergie
- ♦ M. Florian Tirana, conseiller énergie
- ♦ M^{me} Céline Gruffat, conseillère budget, entreprises, économie verte, transports

1.2. Cabinet du ministre de l'action et des comptes publics

- ♦ M. Rémi Le Tenier, conseiller budgétaire

1.3. Cabinet du ministre des transports

- ♦ M^{me} Juliette Merlot, directrice adjointe
- ♦ M. Thibaud Figueroa, conseiller transport aérien

1.4. Cabinet de la ministre de la transition écologique, de la biodiversité et des négociations internationales sur le climat et la nature

- ♦ M. Tom Gagnebet, rédacteur auprès de M. Loïc De Oliveira, conseiller climat et décarbonation

2. Services centraux et déconcentrés de l'État

2.1. Services du Premier ministre

2.1.1. Secrétariat général des affaires européennes (SGAE)

- ♦ M. Jean-Philippe Dufour, chef du secteur « Mobilité, mer, territoires »
- ♦ M. Sébastien Vincent, adjoint au chef du secteur « Mobilité, mer et territoires »

2.1.2. Secrétariat général pour l'investissement (SGPI)

- ♦ M. Luc Mathis, directeur du pôle transition écologique, industrielle et agricole
- ♦ M. Mathieu Brandibat, conseiller matériaux critiques et durables

2.2. Ministère des armées et des anciens combattants

- ♦ M. Gérard Lapierre, responsable de la cellule d'anticipation stratégique (CAST) au service d'architecte de système de Défense (SASD) de la direction générale de l'armement (DGA)

Annexe VIII

- ◆ M. Pierre-Olivier Beraud, SASD
- ◆ M. Florian Tomat, ingénieur en chef de 1^{ère} classe, chef du bureau études et capacités de la division infrastructure et énergie opérationnelle (SEO) de l'état-major des Armées (EMA)
- ◆ M. Quentin Soleille, ingénieur en chef de 2^{ème} classe, officier de marine, service de l'énergie opérationnelle (SEO)
- ◆ M. Guilhem Bodin, Ingénieur principal au SEO

2.3. Ministère de la transition écologique, de la biodiversité et des négociations internationales sur le climat et la nature

2.3.1. Direction générale des affaires maritimes, de la pêche et de l'aquaculture (DGAMPA)

- ◆ M. Marc Léger, sous-directeur de la sécurité et de la transition écologique des navires (SDSTEN) au service flottes et marins (SFM)
- ◆ M. Alan Symoneaux, adjoint au sous-directeur, SDSTEN
- ◆ M. Romain Cazzato, chef de bureau de la transition écologique des navires (STEN1)
- ◆ M. Pierre Mazieres, adjoint au chef de bureau STEN1
- ◆ M^{me} Léa Pertel, chargée de mission mise en œuvre des mesures réglementaires de décarbonation des navires, STEN1
- ◆ M^{me} Anne Coroller, chargée de mission innovation et décarbonation du secteur maritime au bureau de la sécurité des navires et de l'innovation navale (STEN2)

2.3.2. Direction générale de l'aviation civile (DGAC)

- ◆ M. Chems Chkioua, directeur général
- ◆ M. Marc Borel, directeur du transport aérien (DTA)
- ◆ M. Edouard Gauci, adjoint au directeur du transport aérien
- ◆ M. Kevin Guittet, sous-directeur du développement durable (DTA/SDD)
- ◆ M^{me} Laure de Micheli, chargée de mission (DTA/SDD)
- ◆ M. Pierre Moschetti, sous-directeur de la construction aéronautique
- ◆ M. Clément Maître, chef du bureau de la politique de soutien

2.3.3. Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)

- ◆ M. Laurent Kueny, directeur de l'énergie (DE)
- ◆ M. Hervé Vanler, adjoint au directeur de l'énergie
- ◆ M^{me} Diane Simiu, directrice du climat, de l'efficacité énergétique et de l'air (DCEEA)
- ◆ M. Alexandre Dozières, adjoint la directrice du climat
- ◆ M. Alexandre Chevalier, sous-directeur de la sécurité d'approvisionnement et des ressources énergétiques et minérales (SD2)
- ◆ M. Mickael Thiery, sous-directeur de l'action climatique (SDAC)
- ◆ M. Eric Chambon, adjoint au sous-directeur SD2
- ◆ M. Julien Viau, adjoint au sous-directeur SDAC

Annexe VIII

- ♦ M. Bryan Tremblais, chef du bureau de la logistique pétrolière et des carburants alternatifs
- ♦ M. Fabien Delafalize, chargé de mission recherche et développement, au cabinet de la directrice de la DCEEA
- ♦ M. Elie Samakh-Lesec, chargé de mission
- ♦ M^{me} Marie Rivière, chargée de mission marché carbone ETS
- ♦ M. Luca Izzo, adjoint au chef du bureau agriculture, forêt et certification carbone

2.3.4. Direction générale des infrastructures, des transports et des mobilités (DGITM)

- ♦ M^{me} Stéphanie Cubier, sous-directrice des ports (SDP)
- ♦ M. Adrien Buvat, chef de projet transition écologique et numérique des ports au bureau de la stratégie portuaire (P1)

2.4. Ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle, énergétique et numérique

2.4.1. Agence des participations de l'État (APE)

- ♦ M^{me} Céline Fornaro, directrice générale adjointe
- ♦ M. Romain Valenty, sous-directeur, directeur de participations Energie
- ♦ M. Victor Tissandier, chargé de participations
- ♦ M. Jean Vignaud, chargé de participations à la direction des participations industries
- ♦ M. Bastien Lobard, chargé de participations

2.4.2. Inspection générale des finances (IGF)

- ♦ M^{me} Anne Perrot, inspectrice générale des finances

2.4.3. Direction des affaires juridiques (DAJ)

- ♦ M^{me} Dominique Agniau-Canel, sous-directrice au droit public et au droit européen et international (3^{ème} SD)
- ♦ M^{me} Manuella Peri, cheffe de bureau droit européen et international (3C)
- ♦ M^{me} Caroline Chappe, adjointe à la cheffe du bureau 3C
- ♦ M. Pierre Petegnief, expert au bureau 3C
- ♦ M^{me} Lucie Larripa, experte au bureau 3C

2.4.4. Direction générale des entreprises (DGE)

- ♦ M^{me} Marie-Laure Wolf, directrice de projets chimie et biotechnologies, service de l'industrie
- ♦ M. David Poulain, chargé de mission

2.4.5. Direction générale des finances publiques (DGFIP)

- ◆ M. Matthieu Deconinck, sous-directeur de la sous-direction D de la fiscalité des transactions, de la fiscalité énergétique et environnementale à la direction de la législation fiscale (DLF)
- ◆ M. Vincent Mazeau, chef du bureau D2, taxes sur les énergies, l'environnement et sur certains biens et services, à la DLF
- ◆ M^{me} Julia Devillers, cheffe de section fiscalité des produits énergétiques, de l'électricité et des jeux au bureau D2
- ◆ M^{me} Mélanie Loddo, adjointe à la cheffe de section du bureau D2
- ◆ M. Julien Petit, bureau D2

2.4.6. Direction générale du Trésor (DGT)

- ◆ M. Thomas Brisset, chef du bureau des crédits-export et des garanties à l'international (FININTER1)
- ◆ M^{me} Chloé Ramet, cheffe du bureau des transport et de l'agriculture (POLSEC3)
- ◆ M. Felix Bastit, adjoint au bureau POLSEC3
- ◆ M^{me} Alexia Litschgy, adjointe au bureau POLSEC3
- ◆ M. Pierre Verhnes, adjoint à la cheffe du bureau PILOT (études et pilotage du réseau international)
- ◆ M. Adam Galametz, attaché en charge de l'industrie et des transports au service économique régional (SER) du Royaume-Uni
- ◆ M^{me} Karine Maillard, conseillère économique au SER du Royaume-Uni
- ◆ M. Jérémy Mast, chef du pôle développement durable au SER du Royaume-Uni

2.4.7. Direction du budget (DB)

- ◆ M. Thomas Espeillac, sous-directeur en charge du logement, de la ville et des territoires, des transports et du développement durable (SD4)
- ◆ M. Bruno Patier, adjoint au sous-directeur
- ◆ M^{me} Margo Cintrat, adjointe au chef de bureau transports (4BT)
- ◆ M. Cédric Peignat, chef du bureau des transports (4BT)
- ◆ M. Lucas Violon, adjoint au chef du bureau des transport (4BT)
- ◆ M. Lucas Schvartz, adjoint au chef bureau énergie, des participations, de l'industrie et de l'innovation (3BEP11)

2.5. Ministère de l'Europe et des affaires étrangères

- ◆ M. Alan Huet, conseiller transports aérien, maritime et fluvial à la représentation permanente de la France auprès de l'Union européenne (RPUE)

2.6. Services déconcentrés de l'État

- ◆ M. Vincent Jechoux, directeur régional de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) de Nouvelle Aquitaine
- ◆ M. Xavier Viamonte, chef de l'unité bi-départementale de la DREAL Nouvelle Aquitaine

- ♦ M. Christophe Comanche, mission transition écologique de la DREAL Nouvelle Aquitaine

3. Organismes publics, agences et autorités indépendantes

3.1. ADEME

- ♦ M. Regis Le Bars, directeur adjoint de la direction entreprises et transitions industrielles (DETI)
- ♦ M^{me} Juliette Donon, chef du service financement et pilotage de programmes (SFPP), DETI, direction exécutive de l'expertise et des programmes (DEEP)
- ♦ M^{me} Cyrielle Borde, cheffe adjointe du service décarbonation de l'industrie et hydrogène, DETI
- ♦ M. Nicolas Tonnet, chef de service adjoint
- ♦ M^{me} Alexandra Taninec, cheffe de projets au pôle Financement et programmation France 2030
- ♦ M^{me} Marielle Thibault, service décarbonation de l'industrie et hydrogène
- ♦ M. Philippe Cauneau, ingénieur au service transports et mobilité
- ♦ M. Marc Cottignies, ingénieur expert au service transports et mobilité

3.2. Comité stratégique de filière-Nouveaux systèmes énergétiques (CSE-NSE)

- ♦ M^{me} Aurélie Picart, déléguée générale du CSF-NSE
- ♦ M. Christian Gauthier, pilotage des travaux sur les CAD au sein du CSF
- ♦ M. Vincent Etchebehere, pilotage des travaux sur les CAD au sein du CSF

3.3. Institut français du pétrole et des énergies nouvelles (IFPEN)

- ♦ M. Pierre-Franck Chevet, président directeur général
- ♦ M^{me} Cécile Barrere-Tricca, directrice générale adjointe, chargée de l'innovation et du développement économique
- ♦ M. Raphaël Huygue, directeur du centre de résultats produits énergétiques
- ♦ M. Jean-Philippe Heraud, program manager, responsable de programmes biocarburants au centre de résultats produits énergétiques
- ♦ M. David Arraou, responsable relations institutionnelles

3.4. Réseau de transport d'électricité (RTE)

- ♦ M. Olivier Houvenagel directeur de l'économie du système électrique
- ♦ M. Cédric Léonard conseiller études prospectives

4. Organisations internationales, européennes et administrations étrangères

4.1. Agence de l'union européenne pour la sécurité aérienne (AESA)

- ◆ M. Florian Guillermet, directeur exécutif
- ◆ M. Dominique Fouda, responsable de la communication et de la qualité
- ◆ M. Daniel Arroyo, DOA team leader

4.2. Banque européenne d'investissement (BEI)

- ◆ M^{me} Déborah Vouche, Senior Investment Officer, Equity & Funds Division, EIB Global
- ◆ M^{me} Ionna Kourti, senior climate change specialist, for the EIB, mobility department
- ◆ M. Marcello Leonardi, EIB advisory
- ◆ M^{me} Kostiantyn Kulyk
- ◆ M. Pierpaolo Perna, project economist, project directorate, clean fuel division
- ◆ M. Zoran Stanic, head of unit for Innovation Fund projects

4.3. Commission européenne

4.3.1. Direction générale du climat (DG CLIMA)

- ◆ M. Timothée Noël, *Policy Officer, Maritime Team Leader*
- ◆ M. Roland Faludi, *Aviation Team Leader*
- ◆ M^{me} Andrea Pollastri, *Policy Officer Aviation*
- ◆ M. Saviour Vassallo, *Policy Officer Maritime*

4.3.2. Direction générale de la mobilité et des transports (DG MOVE)

- ◆ M. Eddy Liegeois, chef de l'unité *Aviation Policy*

4.4. Ministère des transports du Royaume-Uni – *Department for Transport (DfT)*

- ◆ M. Dan Hood, *Senior Policy Advisor*
- ◆ M. Edward Thomas, *Senior Policy Advisor*
- ◆ M. Jack Bewsey, *SAF Policy Lead*
- ◆ M^{me} Lucy Storey, *Europe Bilateral Desk Officer*
- ◆ M^{me} Charlotte Patel, *Head of Domestic Maritime Emissions*
- ◆ M^{me} Abigail Courtness, *Policy Advisor*
- ◆ M^{me} Zoe Bourne, *Policy Advisor*
- ◆ M. Evan Webster, *Policy and Research Officer*

5. Énergéticiens, producteurs, opérateurs réseaux et sociétés de logistique pétrolière

5.1. Axens

- ♦ M. Laurent Bournay, *Renewables to Liquid Product Line Manager*
- ♦ M. Thomas Plenneveaux, conseiller sur les technologies de biocarburants avancés et de biochimie

5.2. Atoba Energy

- ♦ M. Arnaud Namer, co-fondateur et CEO d'ATOBA
- ♦ M. Frédéric Pieus, co-fondateur et CFO d'ATOBA Energy
- ♦ M. Gauthier Blangez, head of SAF Intelligence, responsable des affaires publiques
- ♦ M^{me} Marianne Sieg de Maintenant, prestataire

5.3. EDF

- ♦ M^{me} Catherine Bauby, directrice de la stratégie du groupe
- ♦ M. Luc Nouguier, responsable de la coordination du chantier stratégique hydrogène
- ♦ M. Maxime Sagot, en charge de la régulation de l'hydrogène et du stockage d'énergie (projets e-fuels) à la direction Régulations (DREG) du groupe

5.4. Elyse Energy

- ♦ M. Benoit Decourt, associé produits, durabilités et affaires publiques et co-fondateur d'Elyse Energy
- ♦ M. Ludovic Izoird, directeur général exécutif et associé en charge des opérations
- ♦ M^{me} Olivia Fritzinger, directrice de la communication et des affaires publiques
- ♦ M. Mathieu Hoyer, directeur de projet E-CHO
- ♦ M. Jérôme Giraud, directeur de projet délégué de NeoCarb

5.5. Engie- projet France KEREAUZEN

- ♦ M. Frédéric Haas, directeur de projet

5.6. H4 Marseille Fos (H4MF)

- ♦ M. Alexis Martinez, président directeur général
- ♦ M^{me} Aude Humbert, directrice de projet H2V

5.7. Hynamics

- ♦ M^{me} Géraldine Anceau, directrice du projet Take Kair
- ♦ M^{me} Géraldine Poirault-Gauvin, responsable de la communication du projet Take Kair

Annexe VIII

- ◆ François-Xavier Ribac, responsable commercial et PMO du projet Take Kair

5.8. Verso Energy

- ◆ M. Antoine Huard, directeur général
- ◆ M. Romain Verdier, directeur général délégué
- ◆ M. Théo Soule, responsable des affaires publiques

5.9. Infinium

- ◆ M. David Zaziski, directeur général
- ◆ M^{me} Emily Carlton, en charge de la conformité
- ◆ M. Albi Alla, Alber & Geiger, représentant en affaires publiques
- ◆ M. Gustaaf Borchardt, conseiller

5.10. North Atlantic France

- ◆ M. Gildas Guillosseau, directeur des relations institutionnelles, directeur des affaires publiques et communication
- ◆ M. Laurent Namer, directeur optimisation
- ◆ M. Jean-Marie Mizzi, *Public and Government Affairs Advisor, Products*
- ◆ M. Laurent Ficher, responsable du planning LCBNFO
- ◆ M. Laurent Saleur

5.11. SMCA

- ◆ M. Eric Matuszewski, directeur général
- ◆ M^{me} Agnès Ginsburger, responsable des infrastructures et de la performance

5.12. TotalEnergies

- ◆ M^{me} Valérie Goff, senior vice-présidente *Renewables Fuels & Chemicals*
- ◆ M^{me} Stéphanie Bouzet, vice-présidente *business development & projects – Renewable fuels and chemicals*
- ◆ M^{me} Vanessa Jaeger, vice-présidente, direction des relations institutionnelles France, direction des affaires publiques
- ◆ M. Bernard Hoffait, vice-président *Institutional relations SAF*
- ◆ M^{me} Catherine Busatto, responsable département réglementations et produits

6. Industriels, entreprises et organismes représentatifs des secteurs de l'aérien et du maritime

6.1. Aéroports de Paris (ADP)

- ◆ M^{me} Justine Coutard, directrice générale déléguée, en charge de l'aménagement, de l'environnement et des parties prenantes
- ◆ M. Yannaël Billard, directeur du développement durable
- ◆ M. Mathieu Cuip, directeur des affaires publiques
- ◆ M. Mathieu Rondel, directeur des aires aéronautiques de l'aéroport CDG
- ◆ M. Paul Beyou, responsable des affaires publiques nationales
- ◆ M^{me} Elisabeth Geoffroy, responsable gestion patrimoine et investissements, direction des aires aéronautiques
- ◆ M^{me} Blandine Landfried, chargée de projet sur l'aéroport hydrogène au sein de la direction du développement durable en *corporate* et des affaires publiques
- ◆ M^{me} Isabelle Poillevey, cheffe de projets Energie et carburants pour l'aéroport du Bourget
- ◆ M. Hugues Potart, en charge des relations avec les compagnies aériennes

6.2. Airbus

- ◆ M. Bruno Darboux, Airbus SAS, VP Aerospace Ecosystem Development, Président Aerospace Valley Cluster
- ◆ M^{me} Nathalie Donnard, directrice des affaires civiles et publiques
- ◆ M. Steven Le Moing, responsable du programme des énergies nouvelles

6.3. Air France-KLM

- ◆ M. Christian Gauthier, directeur général adjoint transformation et développement
- ◆ M. Pierre Albano, secrétaire général
- ◆ M. Vincent Etchebehere, directeur du développement durable et des nouvelles mobilités
- ◆ M. Antoine Laborde, directeur des achats, directeur de *fuel*
- ◆ M. Ange Albert Greco, adjoint du directeur des achats
- ◆ M. Nelson Bollery, responsable achat SAF et Fuel logistique
- ◆ M. Cédric Darwiche, *front office, fuel hedging and risk manager*, trésorerie
- ◆ M. Simon Calinin, hedging

6.4. Union des aéroports français (UAF)

- ◆ M. Nicolas Paulissen, directeur général
- ◆ M. Rafael Costa, responsable développement durable

6.5. CMA-CGM

- ◆ M. Farid Trad, *Vice-President Bunkering & Energy Transition*

Annexe VIII

- ♦ M. Thomas Pierre, *Energy Transition Senior Manager*

6.6. Fédération nationale de l'aviation et de ses métiers (FNAM)

- ♦ M. Laurent Timsit, délégué général
- ♦ M. Romain Schulz, chargé des affaires économiques et du développement durable

6.7. Grand Port maritime de Marseille (GPMM)

- ♦ M. Hervé Martel, président du directoire du GPMM
- ♦ M. Remi Costantino, directeur général adjoint du GPMM
- ♦ M. Frédéric Dagnet, directeur de cabinet du GPMM
- ♦ M. Philippe Affre, commandant de port

6.8. Natran

- ♦ M. Anthony Mazzenga, directeur du développement
- ♦ M^{me} Eglantine Kunle, responsable du département prospective et stratégie
- ♦ M^{me} Marie Abiven, responsable pôle H2 & CO2

6.9. Project SkyPower

- ♦ M^{me} Trishla Shah
- ♦ M. Hugo Stevens
- ♦ M. Peter Goult

6.10. Safran

- ♦ M^{me} Nathalie Stubler, Directrice Groupe du Développement Durable
- ♦ M. Nicolas Jeuland, expert carburants

6.11. Vueling

- ♦ M. Franc Sanmarti Vidal, directeur du développement durable
- ♦ M^{me} Charlotte Dumesnil, directrice commerciale

7. Acteurs financiers

7.1. Bpifrance Assurance export

- ♦ M^{me} Frédérique Gournail, responsable de domaine – BTP, rail, énergie, financement de projet et équipements
- ♦ M^{me} Camille Plattard, *Head of Unit* du transport aérien
- ♦ M. Baptiste Carta, analyse finance structurée et export, aviation

7.2. Caisse d'Épargne CEPAC

- ◆ M^{me} Lucie Hausberg, experte en financement complexe, responsable des financements d'acquisitions et d'actifs

7.3. InfraVia

- ◆ M. Sylvain Eckert, *Partner* en charge de la stratégie métaux critiques

7.4. Meridiam

- ◆ M. Emmanuel Bossiere, *Senior Associate*
- ◆ M. Toriki Periou, directeur d'investissement
- ◆ M. Antoine Salzgeber, directeur d'investissement

7.5. Société générale banque d'investissement et de financement (SG CIB)

- ◆ M. Olivier Musset, co-responsable monde des secteurs Energie, Batteries, Mines et Industries
- ◆ M. Andry Ramandraivonona, *Business Developer*
- ◆ M. Stéphane Giordano, responsable affaires publiques pour SG CIB

8. Think tanks et associations

8.1. Bureau français des e-fuels

- ◆ M. Cédric de Saint-Jouan, co-président du bureau français
- ◆ M. Benoit Decourt, membre du bureau français

8.2. Citepa

- ◆ M. Jean-Marc André, responsable du département « Transport et mobilité »

8.3. France Hydrogène

- ◆ M. Nicolas Brahy, président de France Hydrogène
- ◆ M. Simon Pujau, responsable des relations institutionnelles
- ◆ M. Rémi Courbun, responsable études et projets

8.4. Forêts vivantes Pyrénées

- ◆ M. Jacques Descargues, ancien secrétaire général de l'Office national des forêts (ONF)
- ◆ M. Didier Riché, ancien directeur de l'aéroport de Biarritz
- ◆ M. Patrick Etchegorry, analyste projet NACRE et conseiller municipal
- ◆ M^{me} Claire Meunier, géographe et enseignante

Annexe VIII

- ♦ M. Pierre Biscay, groupe des Shifters palois
- ♦ M. Peppino Terpolilli, docteur en mathématiques et expert en géoscience
- ♦ M. Sylvain Chevallier, association de soutien à l'agriculture
- ♦ M. Solal Bordenave

8.5. Transport & Environnement France

- ♦ M. Jérôme du Boucher, responsable de l'aviation

9. Personnalités qualifiées et politiques

- ♦ M. Patrice Vergriete, maire de Dunkerque
- ♦ M. Vincent Capo-Canellas, sénateur
- ♦ M. Louis-Victor Aironi, collaborateur de M. Vincent Capo-Canellas
- ♦ M. Jacques Le Pape, associé fondateur chez Ceres Partner

ANNEXE IX

Lettre de mission

**GOUVERNEMENT***Liberté
Égalité
Fraternité*

Paris, le

30 JUIN 2025

Nos références : MEFI-D25-05818

Lettre de mission

à

Madame la cheffe du service de l'Inspection générale des finances

Monsieur le chef du service de l'Inspection générale
de l'environnement et du développement durable**Objet : Mission relative au développement des carburants de synthèse pour les secteurs maritime et aérien.**

Les transports maritime et aérien représentent une part non négligeable des émissions mondiales de gaz à effet de serre. Du fait des prévisions de croissance tendancielle du trafic, l'utilisation de biocarburants et les gains d'efficacité énergétique ne seront vraisemblablement pas suffisants pour décarboner ces secteurs. L'électrification, bien qu'envisagée pour des distances courtes, ne pourra pas être adoptée à grande échelle. Les volumes de biocarburants produits avec la technologie actuelle la plus mature, produits à partir d'huiles végétales hydrotraitées et nommées Hydroprocessed Esters and Fatty Acids (HEFA), resteront quant à eux probablement insuffisants pour couvrir la demande mondiale en raison des limitations de la ressource en biomasse. En conséquence, les feuilles de route de décarbonation de ces filières misent sur le recours important à terme aux biocarburants 2G (biomasse hors concurrence avec l'alimentaire) et aux carburants de synthèse, produits à partir d'hydrogène électrolytique et de CO₂ biogénique.

Au niveau européen, les carburants de synthèse sont définis comme des carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBOs) ou des carburants bas carbone, selon la nature de l'électricité utilisée. À travers la directive 2023/2413, dite RED3, et les règlements ReFuelEU Aviation et FuelEU Maritime, l'Union européenne a fixé des objectifs ambitieux de réduction de l'intensité carbone de l'énergie utilisée. Elle fixe des objectifs ambitieux d'incorporation de carburants durables et des sous-objectifs propres aux carburants de synthèse. La France soutient fortement ces règlements européens sectoriels, négociés sous présidence française de l'Union européenne, ainsi que leur ambition climatique. Ces deux règlements garantissent l'émergence d'une demande européenne pour les carburants aérien et maritime durables. L'enjeu est désormais de s'assurer que les capacités industrielles de production suivent. Il est en effet nécessaire que les volumes de carburants durables de synthèse soient disponibles en quantité suffisante et à des prix cohérents avec le futur marché pour satisfaire la demande induite par les deux règlements européens.

Dans ce cadre, nous vous demandons de mener une étude sur les conditions d'émergence d'une filière de production nationale de carburants de synthèse pour l'aviation et le maritime, à horizon 2030, 2035 et 2040. La mission pourra également formuler des propositions de mesures nationales ou européennes qui favoriseraient l'émergence d'une filière de production de carburants de synthèse en France. En raison des contraintes budgétaires, les mesures permettant de faire émerger cette filière ne pourront pas dégrader la trajectoire des finances publiques. Vous veillerez également à analyser les surcoûts associés à l'achat de ces carburants de synthèse.

L'objectif politique sous-jacent, inscrit dans la stratégie nationale hydrogène révisée publiée le 17 avril dernier, est que la France dispose d'une filière de production de carburants de synthèse sur le sol national en mesure de produire des volumes correspondant à 100 % de la demande française en carburants de synthèse pour les échéances 2030 et 2035. À partir de 2040 et au-delà, les volumes de carburants de synthèse appelés par les règlements européens étant plus importants, il pourrait être envisagé d'avoir recours à des imports pour couvrir une partie de ces volumes.

Pour répondre à ces questions, la mission pourra travailler sur les trois axes suivants :

1) Évaluer les modèles de production des carburants de synthèse

Vous évaluerez la demande pour les carburants de synthèse aux niveaux mondial, européen et national à l'horizon 2030, 2035 et 2040 puis les potentiels de production aux niveaux mondial, européen et national. Vous analyserez la compétitivité relative de la France à ces différents horizons par rapport aux autres producteurs potentiels (notamment les autres pays de l'Union européenne, les États-Unis, le Canada, le Brésil, la Chine, le Chili ou les pays d'Afrique du Nord ou du Moyen-Orient, etc.).

Vous détaillerez en particulier les enjeux technologiques et les enjeux associés concernant la disponibilité des différentes ressources (électricité bas-carbone, électrolyse, CO₂ biogénique, eau, foncier industriel).

Vous étudierez les stratégies d'approvisionnement que les compagnies aériennes et maritimes et les metteurs à consommation pourraient mettre en place pour intégrer les obligations croissantes d'incorporation de carburants de synthèse, ainsi que le surcoût associé à l'achat de ces carburants.

2) Déterminer les conditions de structuration d'une filière nationale de production de carburants d'aviation et maritime durables de synthèse

Vous identifierez et évaluerez les outils susceptibles de favoriser l'émergence des filières de carburants durables, tels que les leviers fiscaux et les politiques publiques (actuel crédit d'impôt, taxation incitative, autres mécanismes budgétaires ou extra-budgétaires, etc.). Vous pourrez notamment tirer un bilan du mandat mis en place au niveau national à compter de 2022 avec l'inclusion du carburéacteur dans la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans le transport et analyser la pertinence et l'effet incitatif à la création de nouvelles unités de production de carburants de synthèse (i) du crédit d'impôt sur les carburants d'aviation durable introduit dans la loi de finances pour 2025, et (ii) de la prise en compte des carburants aérien et maritime dans l'incitation à la réduction de l'intensité carbone des carburants à compter de janvier 2026, selon la forme qu'elle pourrait prendre.

Tout en respectant strictement le cadrage budgétaire (pas de dégradation de la trajectoire des finances publiques par rapport à la loi de finances 2025), vous proposerez également les mesures que vous jugerez les plus pertinentes pour favoriser l'émergence d'une filière de production nationale de carburants de synthèse. Vous pourrez notamment vous interroger sur (i) les modalités d'utilisation des recettes supplémentaires du système d'échanges de quotas d'émissions appliqué au maritime et à l'aviation, (ii) d'éventuelles garanties publiques de type « garantie de projet stratégique » pour les projets industriels, (iii) la création d'un fonds d'investissement en fonds propres dans des projets industriels sur le territoire français (sur le modèle du fonds métaux), (iv) la création d'une centrale d'achats (française ou européenne) pour mutualiser les achats de carburants durables de la part des compagnies aériennes et maritimes et (v) un mécanisme de Contract for Difference qui pourrait être similaire à celui qui est en place au Royaume-Uni, en prenant en compte son calibrage pour garantir la neutralité pour les finances publiques. Vous pourrez vous interroger sur la possibilité de mettre en place, au niveau français ou européen, d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières sur les billets d'avion au départ de la France ou de l'Europe ciblant les trajets en correspondance par un hub extra-européen appliquant des réglementations environnementales moins ambitieuses que l'Union européenne. Vous pourrez également recenser et chiffrer les éventuelles dépenses fiscales actuelles défavorables à l'environnement dont bénéficie le transport aérien et étudier la pertinence d'une fin de ces dépenses fiscales, au regard notamment des objectifs de décarbonation du secteur. Le produit de ces recettes nouvelles pourrait soutenir l'émergence d'une filière de production de carburants d'aviation durable de synthèse. Vous analyserez les stratégies mises en place par la Chine, les États-Unis et les États membres de l'Union européenne les plus pertinentes mises en place pour soutenir l'émergence d'une filière de production de carburants de synthèse, ainsi que les stratégies les plus pertinentes mises en place par d'autres États le cas échéant.

Vous étudierez également les politiques européennes susceptibles de soutenir le développement de la filière des carburants de synthèse, dont l'allocation de quotas à titre gratuit pour l'aviation, et dans lesquelles la France pourrait jouer un rôle clé. Vous identifierez les actions à mettre en place au niveau européen pour garantir l'émergence de cette nouvelle filière de production.

3) Analyser les externalités pour la France liées à l'émergence d'une filière nationale pionnière dans les carburants durables de synthèse

Vous analyserez les conséquences, tant positives que négatives, liées à la structuration de filières de production nationales de carburants de synthèse pour l'aérien et le maritime. Vous pourrez notamment chiffrer les principales externalités liées à la création de cette filière, telles que l'impact sur l'emploi, le développement des compétences, la maîtrise de technologies d'électrolyse et de captage de carbone, la souveraineté énergétique, la diplomatie économique (notamment pour l'exportation de technologies) ou encore les effets positifs sur les industries qui pourront valoriser leur CO₂ biogénique. Vous examinerez également l'impact du développement d'une filière de production de carburants de synthèse sur les raffineries françaises et les sites pétrochimiques (les craqueurs et leurs ateliers aval), notamment le potentiel de reconversion ou de développement d'unités sur ces plateformes industrielles.

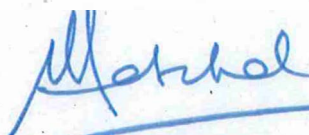
Votre mission pourra d'une part s'appuyer sur les documents suivants, sans s'y limiter : la feuille de route vers la production de e-carburants proposée par l'Académie des technologies (septembre 2023), le rapport Hydrogène bas carbone et dérivés : compétitivité et place des importations de la mission de l'Inspection générale des finances, de l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable et du Conseil général de l'économie (mars 2024), les feuilles de route de décarbonation des filières aérienne et maritime (y.c., pour celle-ci, sa révision en novembre 2024 de la direction générale des Affaires maritimes, de la Pêche et de l'Aquaculture), les rapports RefueUE Aviation et FueUE Maritime de la Commission européenne, et, d'autre part, sur les informations collectées lors des échanges que vous conduirez avec les acteurs industriels que vous jugerez pertinents. Vous pourrez notamment échanger avec les porteurs des quatre projets lauréats de l'appel à projets Carb'Aero. Carb'Aero permettra à ces quatre projets de financer leurs études détaillées. L'objectif affiché est que les porteurs de projet puissent ensuite prendre des décisions finales d'investissement sans nouveau soutien public.

Vos conclusions et propositions devront être remises sous un délai de cinq mois.

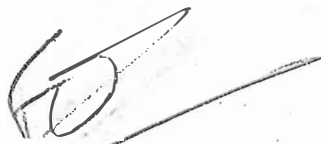
Vous pourrez également vous appuyer sur la direction générale de l'Énergie et du Climat, la direction générale du Trésor, la direction générale des Entreprises, la direction du Budget, l'Agence des participations de l'État, la direction générale de l'Aviation civile et la direction générale des Affaires maritimes, de la Pêche et de l'Aquaculture, le Secrétariat général pour l'investissement, l'Agence de la transition écologique et l'Institut français des énergies nouvelles.



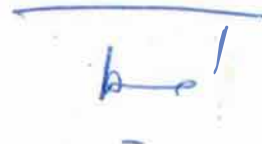
Agnès PANNIER-RUNACHER
Ministre de la Transition écologique
de la Biodiversité, de la Forêt,
de la Mer et de la Pêche



Amélie de MONTCHALIN
Ministre chargée des
Comptes publics



François de RRACCI
Ministre chargé
de l'Industrie et de l'Énergie



Philippe TABAROT
Ministre chargé
des Transports