

La décarbonation du secteur aérien par la production de carburants durables

RAPPORT DE L'ACADÉMIE



couverture : Karsten@Adobe Stock

Académie des technologies
Le Ponant — Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)1 53 85 44 44

secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

© Académie des technologies
ISBN : 979-10-97579-43-2

Rapport de l'Académie des technologies

LA DÉCARBONATION DU SECTEUR AÉRIEN PAR LA PRODUCTION DE CARBURANTS DURABLES

février 2023



Avertissement

Ce document s'inscrit dans une suite de travaux et de publications de l'Académie des technologies sur le sujet des biocarburants, notamment le rapport publié en 2015 intitulé *Quel avenir pour les biocarburants aéronautiques ?*, fruit d'un travail commun avec l'Académie de l'air et de l'espace.

Le présent document traite des carburants durables et substituables sans évolution majeure des infrastructures, l'hydrogène apparaissant alors comme un intermédiaire clef dans les procédés de production de ces carburants. Plus généralement, le rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée a été examiné par l'Académie des technologies (rapport *Rôle de l'hydrogène dans une économie décarbonée* publié en 2021) et a encore été abordé récemment dans un travail commun avec l'Académie d'ingénierie chinoise (2022) : *Hydrogen, fundamentals and strategies in China and France/Europe for decarbonising the economy*.

Les appels de note en chiffres verts renvoient à la bibliographie en fin d'ouvrage,

les appels de note en lettres bleues renvoient en bas de page



Résumé

En octobre 2021, le pôle énergie de l'Académie des technologies a lancé une étude sur la décarbonation de l'aviation, et plus particulièrement sur la production à grande échelle de carburants durables.

La part relative des émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur aérien croît continûment depuis 30 ans, malgré l'amélioration significative des performances technologiques. Un nombre limité d'options s'offre au secteur aérien pour décarboner son activité. Les carburants durables pour l'aviation, désignés par l'acronyme « SAF » pour *Sustainable Aviation Fuel*, constituent la mesure qui contribuera majoritairement à la décarbonation de l'aviation, avec une pénétration facilitée par sa compatibilité avec les infrastructures existantes.

Les dix ans à venir sont décisifs pour mettre en place une trajectoire industrielle réaliste permettant d'assurer la disponibilité effective des SAF, à l'échelle du besoin et dans la bonne cinétique. La matérialisation de cette trajectoire dès le début de la prochaine décennie sera critique pour l'atteinte des objectifs de décarbonation à l'horizon 2050, tels que pris par les acteurs du secteur aérien et bientôt imposés par la directive européenne en débat sur le sujet.

L'objectif de l'étude est dès lors d'examiner les premières étapes d'une politique énergétique et industrielle permettant dans la prochaine décennie une production de SAF à l'échelle du besoin.

La production de SAF nécessite la mobilisation d'un volume considérable de biomasse et d'électricité bas carbone. Compte tenu de la disponibilité limitée de la biomasse, les besoins croissants en SAF seront assurés par la production de kérosène de synthèse dès la première moitié de la prochaine décennie. La ressource critique devient alors l'électricité bas carbone.



Du fait de son mix électrique décarboné, la France est un des rares pays à pouvoir considérer le déploiement rapide sur son territoire d'une filière industrielle pour la production de SAF au-delà des limites imposées par la disponibilité de la biomasse. Sans requérir de discontinuité majeure dans l'évolution de son mix, la France pourra alors satisfaire ses besoins en SAF jusqu'à 2040, un accroissement important des capacités électrogènes étant nécessaire au-delà.

Les coûts de production associés, à maturité technologique, pourraient être proches de 2 500 € la tonne de kérosène synthétique, soit un coût d'abattement carbone de l'ordre de 300 € la tonne de CO₂.



Sommaire

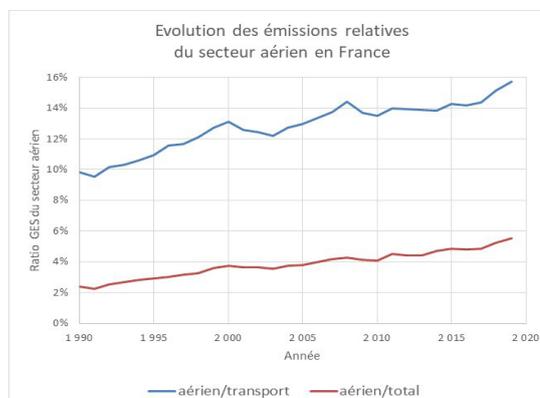
Avertissement	v
Résumé	vii
Introduction	1
Synthèse technique	5
Que sont les SAF ?	21
Besoin en SAF pour la décarbonation du secteur aérien	27
La biomasse pour la production de SAF, une ressource limitée	33
Le besoin en électricité des voies e-bioSAF et e-SAF	47
La disponibilité en France d'électricité bas carbone	57
Économie des SAF	69
Éléments pour une politique publique	85



Annexes techniques	91
Glossaire	111
Auditions et membres du groupe de travail	113
Bibliographie	115

Introduction

La part relative des émissions de gaz à effet de serre (GES) du secteur aérien croît continûment depuis 30 ans, malgré l'amélioration significative des performances technologiques. Les émissions mondiales de GES liées au transport aérien civil représentent 3,1 % des émissions mondiales liées à l'énergie^a et pourraient doubler d'ici 2050 si aucun effort n'est concrétisé. Les effets non-CO₂ du transport aérien pourraient augmenter l'impact climatique du secteur aérien, mais nécessitent encore des recherches soutenues pour en cerner la valeur¹. La part croissante du secteur aérien dans les émissions de gaz à effet de serre est manifeste en France :



En France, la part des émissions du secteur aérien par rapport aux émissions nationales a doublé en 25 ans.

Un nombre limité d'options s'offre au secteur aérien pour décarboner son activité. Les carburants durables pour l'aviation, désignés ci-après par l'acronyme « SAF » pour *Sustainable Aviation Fuel*, constituent la mesure qui contribuera majoritairement à la

^a Sur la base des données de l'Agence internationale de l'énergie, le secteur de l'aviation a produit 1.3 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...) ni les effets non-CO₂ de l'aviation.



décarbonation de l'aviation avec une pénétration facilitée par sa compatibilité avec les infrastructures existantes.

Compte tenu de ses prévisions de croissance, à l'échelle mondiale, le secteur aérien devra mettre en place des mesures de décarbonation permettant d'éviter 21 GtCO₂ dans la période 2021-2050. Le coût de cet effort considérable est estimé à 1550 G\$. Ces chiffres illustrent l'ampleur des enjeux et l'urgence des mesures à prendre.

Les dix ans à venir sont décisifs pour établir une trajectoire industrielle réaliste assurant la disponibilité effective des SAF, à l'échelle du besoin et dans la bonne cinétique. La matérialisation de cette trajectoire dès le début de la prochaine décennie sera critique pour les objectifs de décarbonation à l'horizon 2050, tels qu'adoptés par les acteurs du secteur aérien et bientôt imposés par la directive européenne ReFuelEU en débat sur le sujet.

L'objectif de l'étude est d'examiner les premières étapes d'une politique énergétique et industrielle permettant dans la prochaine décennie une production de SAF à l'échelle du besoin.

Le présent document prolonge le rapport « Quel avenir pour les biocarburants aéronautiques » publié par l'Académie des technologies en 2015. Le rapport de 2015 expose les caractéristiques techniques associées à l'utilisation des biocarburants et aux différentes filières de production ; ces éléments factuels ne sont pas repris dans le présent rapport. Les questions identifiées dans le rapport de 2015 restent au cœur de la problématique de décarbonation du secteur aéronautique : le problème d'une production de masse à hauteur des besoins dans un contexte de foisonnement des filières de biocarburant, la maîtrise du gain environnemental effectif des biocarburants, la prédictibilité des prix et des volumes de biomasse mobilisable pour l'aviation face à la compétition intersectorielle, le rôle des pouvoirs publics dans les arbitrages nationaux et dans la convergence internationale. En complément, l'analyse qui suit approfondit la question centrale de l'électricité bas carbone nécessaire à la production des SAF, particulièrement en lien avec la situation spécifique de la France.

Le chapitre I illustre la variété des procédés et des intrants associés (biomasse, déchets, CO₂ atmosphérique, électricité bas carbone) qui existent à une échelle industrielle ou préindustrielle.

Le chapitre II précise la trajectoire de besoin en SAF aux échelles mondiale, européenne et française. Il permet de fixer les ordres de grandeur du problème et les



échelles de temps associées, tels que traduits dans les engagements récents du secteur aérien ou encore dans les règlements européens en émergence. Dans l'urgence de l'action face à un budget carbone qui s'amenuise, ces ordres de grandeur imposent d'examiner l'établissement de filières industrielles permettant la production massive de SAF dès le début de la prochaine décennie.

La biomasse est la première ressource utilisée pour la production de SAF. Le chapitre III analyse la disponibilité de cette biomasse et dégage les limites de production de SAF associées.

Ces limites sont basses et le relais de croissance devra être rapidement pris par des technologies qui mobilisent des volumes importants d'électricité pour la production de SAF, soit par ajout d'hydrogène à la biomasse soit comme carburant de synthèse. Le chapitre IV quantifie la consommation d'électricité associée à ces technologies et consolide les ressources nécessaires pour satisfaire la production de SAF en France sur la prochaine décennie.

Le chapitre V montre que la France, grâce à son électricité décarbonée, dispose d'une position singulière lui permettant d'envisager le déploiement d'une filière industrielle à l'échelle du besoin dès la prochaine décennie.

Le carburant représente 30 % des coûts d'exploitation du secteur aérien et de nombreuses projections font état d'un rapport trois à dix entre le prix des carburants durables et celui des carburants fossiles. L'analyse technique des procédés mobilisés et des intrants associés permettra au chapitre VI de préciser cette fourchette de coût et les hypothèses associées. Le coût d'abattement qui s'en déduit atteste de la validité de la stratégie SAF.

La synthèse qui suit permet de résumer les principaux résultats du document.

Synthèse technique

Les besoins en carburant durable pour la décarbonation de l'aviation sont un enjeu à l'échelle mondiale et européenne. La production de ces carburants durables repose sur des ressources dont les caractéristiques quantitatives et économiques sont par contre locales. De ce fait, l'adéquation des besoins et des ressources sera analysée dans le seul cadre français.

La décarbonation de l'aviation requiert la mise en place d'une filière industrielle de grande ampleur et devra mobiliser des ressources énergétiques bas carbone considérables et en croissance rapide.

Le secteur de l'aviation est à l'origine de 3,1 % des émissions mondiales de gaz à effet de serre (GES), pourcentage qui pourrait doubler d'ici 2050. La décarbonation complète du secteur en 2050 est un objectif affiché par les compagnies aériennes comme par les constructeurs. L'amélioration technologique et l'optimisation des procédures contribueront à cette décarbonation, mais la mesure principale (60 % de l'objectif) reposera sur l'utilisation de carburants bas carbone, désignés sous le label « SAF » pour *sustainable aviation fuel*.

Tout en facilitant son utilisation par les infrastructures existantes, la substitution du kérosène fossile par des SAF soulève des défis considérables, économiques, industriels et énergétiques. Il s'agit d'analyser ces défis pour déterminer le meilleur chemin vers l'objectif de limitation des émissions carbone du secteur aérien. Les effets non-CO₂ de l'aviation sur le climat font encore l'objet de recherches actives et ne seront pas détaillés ici.

Le premier défi engage directement la faisabilité physique de l'objectif de décarbonation par les SAF et concerne la disponibilité de quantités importantes de bioénergie et/ou d'électricité bas carbone. Le secteur aérien anticipe pour 2050 un besoin mondial



en SAF de l'ordre de 400 Mt (4 800 TWh) par an. À titre d'illustration, la satisfaction du besoin en SAF, avec un rendement de 35 %, mobiliserait chaque année l'équivalent de la moitié de toute l'énergie électrique produite dans le monde (27 000 TWh).

L'importation de ces ressources primaires, par un vecteur énergétique ou un autre, ne peut pas être considérée comme une solution exclusive au problème global, sauf à reproduire des schémas de dépendance énergétiques porteurs de lourdes incertitudes dans un monde où tous les pays partagent les mêmes enjeux de décarbonation et de compétition pour la bioénergie et l'électricité bas carbone. L'analyse portera donc sur le dimensionnement des politiques permettant une production domestique de SAF.

Un tel besoin en SAF répond à une croissance du secteur aérien de l'ordre de 3,1 % par an, tiré principalement par les économies émergentes, soit un doublement du trafic entre 2020 et 2050. La consommation en carburant n'augmenterait cependant que d'un facteur 1,3 grâce aux mesures d'efficacité sur la propulsion et la gestion des opérations. Dans la suite, la consommation de carburant sera considérée pour l'Europe et la France comme stable respectivement à 50 Mt/an et à 10 Mt/an.

En s'appuyant à la fois sur les prévisions du secteur de l'aviation et sur la directive européenne ReFuelEU en cours d'émergence pour un transport aérien durable, les objectifs, en ordre de grandeur, pour la production de SAF sont les suivants :

Besoin en SAF	2030	2035	2040	2050
Monde	20 Mt	70 Mt	185 Mt	400 Mt
Europe	2.5 Mt	10 Mt	16 Mt	30 Mt
France	0.5 Mt	2 Mt	3 Mt	6 Mt

Tableau 1. Besoins en SAF découlant des objectifs déclarés du secteur de l'aviation et, pour l'Europe, des propositions réglementaires de la Commission.

L'ampleur comme l'accélération du changement illustrées par ce tableau justifient de raisonner en ordre de grandeur et relativisent les incertitudes qui pèsent sur la trajectoire des besoins. Une telle trajectoire implique par ailleurs un effort de grande ampleur pour établir un premier palier de production industrielle significative au début de la prochaine décennie.

L'utilisation de la biomasse permet le démarrage efficace de la trajectoire de croissance des SAF. Cependant, la compétition entre les usages de la biomasse renvoie à des arbitrages politiques qui seront complexes et éventuellement mouvants au gré de l'évolution des connaissances et des perceptions.



Les éléments constitutifs des SAF sont le carbone et l'hydrogène qui peuvent être efficacement apportés par la biomasse. Néanmoins, la mobilisation de la biomasse soulève plusieurs questions critiques :

- son impact global est tributaire de la nature de la biomasse considérée et des procédés mis en œuvre (empreinte carbone directe, changements d'affectation des sols...). Ainsi, en Europe, les biocarburants de première génération sont progressivement interdits afin d'éviter toute compétition avec les enjeux alimentaires. Les SAF devront être produits essentiellement à partir de biomasse lignocellulosique, d'huiles usées et de déchets urbains ;
- les ressources correspondantes sont importantes, mais limitées physiquement. Les estimations pour la bioénergie disponible en 2050 par rapport à la référence présente varient d'un facteur 1 à 2 pour les prochaines décennies. Les études académiques convergent cependant sur une stabilité de cette bioénergie et c'est l'hypothèse qui sera retenue ici ;
- enfin, les ressources en biomasse font l'objet de fortes compétitions d'usages avec les secteurs historiques (bois de construction ou de mobilier, bois énergie, biogaz) et entre les secteurs de l'économie devant répondre aux mêmes exigences de décarbonation (industrie, transports aériens et non aériens). Cette compétition nécessitera des arbitrages sociaux et économiques complexes. Cet état de fait est dimensionnant et porteur d'incertitudes structurelles importantes sur la quantité de biomasse qui sera in fine allouée à l'aviation.

La production de biocarburant fait classiquement appel à la voie oléochimique et à la voie dite ATJ :

- les volumes de SAF actuellement disponibles découlent essentiellement de la production de biodiesel destinée au transport routier. Les intrants sont ici les huiles de cuisson usagées et les graisses animales non valorisables dans le circuit alimentaire, conformément à la directive européenne sur les énergies renouvelables. Les procédés oléochimiques utilisés sont mûrs et efficaces. Les volumes de SAF oléochimiques représentent à ce jour moins de 1 % du biodiesel produit ; ce pourcentage pourrait monter jusqu'à 50 % si des politiques incitatives déplaçaient le marché du transport routier (supposé en phase d'électrification) vers l'aérien. Les SAF oléochimiques pourraient alors représenter 3 % à 5 % du besoin 2050 en carburant à l'échelle mondiale, 2 Mt/an (4 %) pour l'Europe et 0,25 Mt/an (2,5 %) pour la France. La mobilisation de la moitié des ressources oléochimiques au profit de l'aviation en 2050 constitue cependant un arbitrage sociétal majeur entre les secteurs économiques liés au transport aérien, maritime et routier ;
- la voie dite « ATJ — Alcohol to Jet » transforme la biomasse en alcool par fermentation, puis l'alcool en carburant. Mais l'abandon progressif en Europe des carburants de 1^{re} génération va limiter le volume de production associée à cette voie.



En effet, l'intrant en Europe devra alors être la matière lignocellulosique, ce qui ajoute une étape coûteuse de transformation de la cellulose en glucose. Aux États-Unis, la voie ATJ restera importante et en croissance rapide dans un contexte réglementaire différent.

Les voies oléochimique et ATJ seront donc probablement d'ampleur limitée dans le contexte européen. D'autres voies de production SAF doivent dès lors être mobilisées pour prendre le relais de croissance découlant des objectifs. Il s'agit d'une part de la transformation de la biomasse par la voie thermochimique et d'autre part la production de carburant synthétique.

La voie thermochimique offre une certaine flexibilité en matière d'intrants en acceptant différents types de matières lignocellulosiques, voire des déchets urbains. Le rendement de transformation de la bioénergie en biocarburant est de l'ordre de 50 %. L'apport d'hydrogène permet d'augmenter ce rendement jusqu'à des valeurs proches de 100 %. La biomasse étant une ressource précieuse et convoitée, il est stratégique d'associer systématiquement l'ajout d'hydrogène à la voie thermochimique. On parle alors d'e-bioSAF, car l'hydrogène provient à la fois de la biomasse et de l'électrolyse de l'eau.

En se référant à la SNBC corrigée des dernières analyses de France Stratégie, la France pourrait disposer de 30 Mtep de bioénergie (soit 67 Mt de biomasse sèche). Dans son étude d'impact en support à l'établissement de la directive ReFuelEU sur l'aviation durable, la Commission européenne considère l'hypothèse d'une mobilisation de 10 % de la bioénergie disponible pour la production de SAF. L'application de cette hypothèse conduit à 6,7 Mt de biomasse sèche (soit 3 Mtep de bioénergie) pour la France. Avec une sélectivité de 60 % de la coupe kérosène dans la production de biocarburant, ceci permet d'envisager une production maximale de e-bioSAF en France égale à 1,8 Mt par an.

En additionnant les SAF oléochimiques et les e-bioSAF, la France pourrait ainsi disposer d'un maximum de 2 Mt de SAF, soit de l'ordre de 20 % de sa consommation.

L'incertitude sur ces chiffres est importante. Elle est d'abord technique en portant sur les rendements de conversion de la biomasse en carburant et sur la sélectivité maximale du kérosène dans le carburant. Mais, l'incertitude est plus importante et structurelle sur le plan socioéconomique. En effet, l'hypothèse selon laquelle 50 % des biocarburants oléochimiques et 10 % de la bioénergie seront consacrés à l'aviation nécessite un arbitrage politique complexe entre des secteurs qui peuvent légitimer



mement concourir pour cette ressource. Ces ratios sont au mieux à considérer comme un objectif et non comme une donnée d'entrée. Or, si ces chiffres sous-tendent la proposition réglementaire de la Commission pour l'aviation durable ReFuelEU, ils n'apparaissent pas dans le texte législatif, ce qui pose un problème de cohérence entre les objectifs et les ressources à mobiliser pour les atteindre. Les débats au Parlement européen illustrent cette difficulté en portant tout à la fois sur une augmentation de l'objectif de production SAF et une diminution des ressources associées par l'exclusion des résidus forestiers.

La mobilisation de la biomasse au profit de la production de SAF est une opportunité qu'il faut saisir, tant avec les SAF oléochimiques que les e-bioSAF qui offrent un premier relais de croissance. Il s'agit là d'une stratégie naturelle pour amorcer la trajectoire des SAF en permettant la maturation des technologies nécessaires, la mise en place de cadres normatifs et l'établissement d'un marché de taille significative.

Cependant, même dans une vision volontariste, ces deux voies de production ne pourront atteindre que 20 % du besoin 2050. Les incertitudes associées à la fois aux arbitrages politiques entre des usages compétiteurs et au cadre réglementaire qui évolue au gré de l'accroissement des connaissances peuvent limiter l'appétence des investisseurs et réduire la contribution de ces voies biochimiques à un niveau significativement inférieur à 20 %.

Les défis associés à la collecte de la biomasse, avec des rayons de collecte de l'ordre de 100 km pour des installations produisant 0,2 Mt/an de e-bioSAF, sont un autre facteur limitant dont la nature locale ne permet pas une évaluation précise. Seules des régions à forte concentration de biomasse permettront une viabilité économique. Ainsi, en France, le nombre de projets e-bioSAF viables pourrait se limiter à quelques unités dans la gamme de 0,2 Mt/an, essentiellement dans les régions sud-ouest et nord-est.

Dès le début de la prochaine décennie, la part du besoin couvert par du kérosène synthétique, dit e-SAF, devra être significative pour devenir majoritaire avant 2045.

Même si les voies biochimiques contribuent à 20 % du besoin 2050, dès le début de la prochaine décennie, il sera nécessaire de mobiliser une nouvelle voie de production pour assurer la croissance de la part de SAF dans le carburant d'aviation. Cette voie est celle des carburants de synthèse sans carbone biogénique et désignée ici « e-SAF ».



Cette voie repose sur la capture du CO₂ dans l'air (DAC), sur la production de syngaz (H₂+CO) par électrolyse de l'eau pour l'hydrogène et pour le CO par la coélectrolyse du CO₂ et/ou la réaction du gaz à l'eau inverse (moyennant un surcroît de consommation d'hydrogène). Le syngaz est ensuite transformé en carburant par la synthèse Fischer-Tropsch ou par la voie méthanol. Enfin, la coupe kérosène est optimisée par les techniques pétrochimiques usuelles avec une sélectivité pouvant aller jusqu'à 60 %. L'emploi des technologies d'électrolyse à haute température est opportun pour valoriser la chaleur dégagée par les réactions exothermiques du procédé.

Les technologies mobilisées bénéficient d'un bon niveau de maturité à l'exception de la capture du CO₂ dans l'air et de l'électrolyse haute température dont l'industrialisation à des échelles significatives est en cours^b. Le CO₂ peut en opportunité être plus efficacement extrait des effluents gazeux de grands sites industriels, par exemple les cimenteries (la concentration en CO₂ est supérieure à 10 % dans ces effluents contre 400 ppm dans l'air). Mais, là encore, les incertitudes réglementaires associées ne permettent pas de considérer cette approche comme une voie de référence pour la montée en échelle de la production de SAF.

Dans sa proposition de directive sur l'aviation durable ReFuelEU, la Commission donne un objectif de production des e-SAF, qui, rapporté à la France, est de l'ordre de 0,1 Mt en 2030, 0,7 Mt en 2040 et 2,8 Mt en 2050. Cet objectif, renforcé par les incertitudes évoquées pour la voie biochimique, impose la production de e-SAF comme un axe stratégique prioritaire à considérer dès maintenant afin d'assurer en 2030-35 le relais de croissance nécessaire.

Si la voie e-SAF a le mérite de décorréliser la production de SAF et les problématiques complexes de la biomasse, son développement soulève de nouveaux défis.

Sur le plan technologique, les voies e-SAF et e-bioSAF présentent des synergies importantes, vis-à-vis de l'intégration système des réacteurs Fischer-Tropsch, des unités de distillation et de craquage des hydrocarbures et enfin de puissance élevée d'électrolyseurs. L'optimisation de cette intégration, notamment dans la gestion de la chaleur entre les processus exothermiques et endothermiques, est un élément central de la performance énergétique et économique des e-bioSAF comme des e-SAF. Ceci confirme que le déploiement d'installations productrices d'e-bioSAFs est une option sans regret du fait de la combinaison efficace du carbone biogénique et de l'apport d'hydrogène d'électrolyse, mais aussi du fait de la synergie technique entre les voies e-bioSAF et e-SAF. En France, le projet BioTJet ouvre cette voie technologique.

^b On peut citer par exemple Climeworks et Carbon Engineering pour la captation du CO₂, Genvia et Sunfire pour l'électrolyse haute température.



La majeure part de l'énergie consommée par les processus de production d'e-SAF est liée à la production de l'hydrogène et du CO. L'utilisation des technologies d'électrolyses à haute température (HT) apparaît ici comme une option à privilégier. En effet, la réaction exothermique Fischer-Tropsch dégage en chaleur 20 % de l'énergie chimique injectée. Il est donc impératif de valoriser cette chaleur dans le procédé. L'électrolyse HT permet d'utiliser utilement cette chaleur et d'atteindre ainsi des rendements électriques proches de 100 %. L'utilisation d'électrolyse HT et une intégration optimisée du système favorisant la recirculation des flux de chaleurs apparaissent dans les études les plus récentes comme la clef du développement de la filière e-SAF.

Les avancées industrielles dans le captage de CO₂ dans l'air sont importantes. Le coût énergétique à ce jour est de l'ordre de 7 à 10 GJ par tonne de CO₂, alors que la limite thermodynamique est de 0,5 GJ, laissant présager des marges d'optimisation significatives. Un gain d'un facteur 2 sur ce coût énergétique permettrait de couvrir le besoin de chaleur de l'extraction de CO₂ dans l'air par la chaleur extraite de la réaction exothermique de Fischer Tropsch, après alimentation en chaleur des électrolyseurs à haute température. L'extraction du CO₂ dans l'air présente l'avantage stratégique de se libérer des limites et incertitudes associées au CO₂ biogénique ou associé aux effluents industriels. Elle permet d'intégrer les infrastructures de production d'e-SAF partout sur les territoires dès lors que l'électricité bas carbone est disponible.

Les exigences réglementaires en émergence au niveau européen apparaissant dans la proposition ReFuelEU impliquent une accélération d'un facteur 6 sur la prochaine décennie de la consommation en SAF. En conséquence, le décrochage entre un besoin en croissance rapide et l'offre de SAF biogénique pourrait être avéré dès le début de la prochaine décennie si la production de ces SAF biogéniques saturait en dessous de la valeur 20 % du besoin. Le relais de croissance dans la production devra être pris par les e-SAF, qui assureront rapidement la plus grande partie du besoin. Pour que ceci soit possible, il est nécessaire d'œuvrer à l'émergence d'une filière technologique et industrielle e-SAF dès maintenant.

Outre les questions de montée en échelle des investissements industriels, le facteur limitant la production des e-SAF est la disponibilité d'un volume suffisant d'électricité bas carbone et bas coût.

Pour satisfaire son besoin en SAF jusqu'en 2040, la France devra mobiliser de l'ordre d'une cinquantaine de TWh et de 6 à 7 Mt de biomasse sèche.

Avec une technologie DAC existante, un rendement électrique d'électrolyse égal à 90 % et une sélectivité kérosène de 60 %, la production de 1 Mt d'e-SAF (et de ma-

nière concomitante de 0,67 Mt de e-diesel) nécessitera 37 TWh. La grande majorité de cette énergie est consommée par l'électrolyse (31 TWh) qui mobilisera un peu moins de 5 GW d'électrolyseurs (avec un facteur de charge de 80 %).

Ceci est à comparer à la production de 1 Mt d'e-bioSAF qui mobilisera de l'ordre de 3,6 Mt de biomasse sèche et de 10 TWh en électricité (pour assurer la bonne proportion d'hydrogène).

Par l'articulation des technologies e-bioSAF et e-SAF, choisir la meilleure combinaison des ressources bioénergie/électricité pour la production de SAF revient à sélectionner pour la France une région d'intérêt dans la figure suivante :

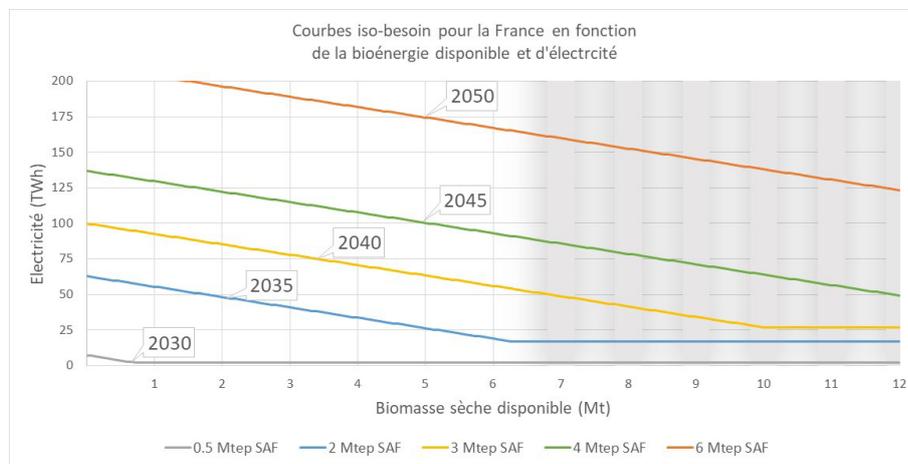


Figure 1 Chaque courbe traduit un objectif quantitatif de SAF à mettre en regard avec la progression du besoin défini dans le tableau 1. Les points de fonctionnement dans la zone grisée impliqueraient une mobilisation de la bioénergie au profit du seul secteur de l'aviation supérieure à 10 % de la bioénergie disponible.

Les quantités d'électricité et de biomasse à consacrer à la production de SAF sont considérables et devront faire l'objet d'une politique publique permettant leur sécurisation dans la durée. L'optimum pourrait être de minimiser la quantité d'électricité bas carbone nécessaire dans la limite de la biomasse disponible. La figure 1 montre ainsi que la mobilisation de 50 TWh et 6,7 Mt de biomasse sèche permettrait de satisfaire le besoin en SAF pour 2040, soit 3 Mt de SAF (30 % de la consommation). Si seulement la moitié de cette biomasse était disponible, il faudrait consacrer 75 TWh d'électricité à la production de SAF.

Le défi est alors d'identifier une ressource électrique de plusieurs dizaines de TWh bas carbone dans un horizon temporel qui ne permet pas des ruptures profondes sur l'évolution des infrastructures électrogènes.



L'accroissement de la puissance éolienne et photovoltaïque associée à une stabilité de la puissance nucléaire donne à la France l'opportunité de lancer une nouvelle filière industrielle de grande ampleur pour la production de SAF dans la prochaine décennie.

La montée en puissance de stratégies permettant la décarbonation de l'aviation comme d'autres secteurs de l'économie nécessite la disponibilité d'une quantité importante d'électricité bas carbone en sus des usages actuels des consommateurs. Il y a donc dans tous les pays un défi dans l'articulation de la cinétique visée pour la décarbonation de l'économie et de la cinétique contrainte de la croissance de la puissance électrique décarbonée.

Pour les pays dont l'empreinte carbone du mix électrique est supérieure à 200 gCO₂/kWh, l'injection directe sur le réseau de toute électricité bas carbone produite évite plus de CO₂ que son utilisation pour la production de SAF. La France, grâce à son mix électrique déjà largement décarbonée, est un des rares pays où il est efficace pour le climat d'envisager rapidement la production d'e-SAF.

L'enjeu est alors de déterminer pour la France la disponibilité d'électricité bas carbone en sus des usages existants. Deux périodes pourront être distinguées.

La première période concerne la prochaine décennie. La cinétique de déploiement des infrastructures électrogènes comme les incertitudes propres aux nouvelles filières électrointensives (hydrogène, SAF...) ne permettent pas d'envisager dans cet horizon un renforcement significatif du mix électrique pour la production de SAF. Le mix de référence qui s'impose est dimensionné par le réseau des consommateurs usuels. Dans l'esprit d'une maximisation de l'électricité bas carbone disponible, ce mix de référence peut reposer sur la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants jusqu'à 60 ans (soit un palier de 63 GW) et sur le développement continu de la puissance installée éolienne et photovoltaïque jusqu'à 115 GW en 2040 et 135 GW en 2050 ; ceci correspond au scénario N03 dans le rapport de RTE « Futurs énergétiques 2050 ».

La deuxième période post-2040 sera caractérisée pour la France à la fois par le remplacement des réacteurs en fin de vie et par la croissance de la demande électrique. L'intégration des besoins de décarbonation de l'économie justifiera un doublement de la production d'électricité, ce qui nécessitera des décisions en rupture sur les capacités électrogènes additionnelles et notamment la mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires.



Il est pertinent de porter la plus grande attention sur la période 2030-2040, période qui doit permettre la mise en place des filières industrielles et du marché des SAF dans un mix électrique dont la trajectoire est quasiment connue. Analyser la capacité à décarboner l'économie en 2050 est un exercice moins pertinent à ce stade tant sont importantes les inconnues sur le lancement effectif d'une filière SAF dans le palier 2030-2040 et sur les décisions futures quant aux investissements électrogènes.

Dans le mix de référence évoqué ci-dessus pour la période 2030-2040, un volant significatif d'électricité additionnelle est produit au-delà du besoin du réseau des consommateurs usuels du fait de l'intermittence et de la variabilité de la demande. Ce volant d'électricité additionnelle peut être mis à profit pour de nouvelles applications économiques électrointensives comme la production d'hydrogène et donc de SAF, sans remettre en question l'alimentation des consommateurs usuels. Par construction, ce volant d'électricité additionnelle est caractérisé par un taux de disponibilité garanti inférieur à 100 %. Ainsi, le mix de référence ci-dessus permet de dégager un volant d'électricité bas carbone (à 20 gCO₂/kWh), sur la prochaine décennie, égal à 80 TWh avec un facteur de disponibilité supérieur à 80 %, et à 100 TWh avec un taux de disponibilité supérieur à 70 %. Il est important de noter que ce volant d'électricité additionnelle n'a requis l'ajout d'aucun générateur électrogène spécifique à l'application SAF ; il s'agit du sous-produit naturel d'un mix dimensionné sur le pic de consommation et disposant d'une forte composante intermittente.

Ceci implique bien sûr un mix électrique dont le fonctionnement est suffisamment robuste pour éviter de consommer le volant d'électricité additionnelle comme palliatif aux faiblesses du mix.

Par ailleurs, ce volant suppose un arbitrage politique entre une stratégie d'exportation qui aide à la décarbonation du mix européen et le développement de nouveaux secteurs d'activités au cœur de la réindustrialisation de la France. Compte tenu des engagements nationaux et parce que cela prépare l'avenir aussi bien au bénéfice de la France que de l'Europe, l'utilisation du mix bas carbone national au profit du développement accéléré de filières industrielles comme la production de SAF paraît une option pertinente.

Les arbitrages politiques sur l'allocation des ressources disponibles en biomasse et en électricité, ainsi que sur leur stabilité dans la durée, déterminent in fine la capacité à satisfaire les besoins en SAF jusqu'à l'horizon 2040.



La ressource électrique, pour assurer dans la prochaine décennie un palier de production de SAF à l'échelle du besoin, est disponible en France à condition de valoriser, dans une politique industrielle volontariste, le volant d'électricité additionnel identifié dans le paragraphe précédent.

La faible substituabilité des carburants liquides dans le secteur de l'aviation milite pour qu'une part significative des ressources de biomasse et d'électricité bas carbone soit dévolue à ce secteur. Le tableau ci-dessous illustre les arbitrages qui seraient compatibles avec les objectifs de décarbonation du secteur aérien :

Production de SAF en France e-SAF + e-bioSAF + SAF oléochimique		Electricité à disponibilité 80 % (e-bioSAF et e-SAF)			
		25 TWh	50 TWh	80 TWh	100 TWh
Biomasse e-bioSAF	2.0 Mtbs	1.4 Mt	2.0 Mt	2.9 Mt	3.4 Mt
	4.0 Mtbs	1.8 Mt	2.4 Mt	3.3 Mt	3.8 Mt
	6.7 Mtbs	2.3 Mt	3.0 Mt	3.8 Mt	4.3 Mt
	8.0 Mtbs	2.6 Mt	3.2 Mt	4.0 Mt	4.6 Mt
Rappel du besoin en SAF		2030	2035	2040	
France		0.5 Mt	2 Mt	3 Mt	

Tableau 2. La comparaison entre le besoin et les quantités de SAF qu'il est possible de produire (en cumul des SAF oléochimiques, e-bioSAF et e-SAF) détermine les quantités relatives d'électricité bas carbone et de biomasse (exprimée en Mtbs – million de tonnes de biomasse sèche) qu'il est nécessaire de réserver à la production de SAF.

Les objectifs de production de SAF, en passe d'être fixés au niveau européen, se traduisent par le tableau 2 en arbitrages nécessaires sur les ressources en biomasse et en électricité bas carbone. Il convient de rappeler que 6,7 Mtbs représentent 10 % de la bioénergie réputée disponible en France. Par ailleurs, le volant d'électricité additionnelle à disponibilité 70 % à 80 % (de l'ordre de 80 à 100 TWh) est un produit spécifique, qui n'est pas appelé par les secteurs conventionnels qui requièrent une continuité de la fourniture électrique, limitant ainsi la compétition des usages.

Par tranche de 10 TWh consacrée à la production de SAF, la puissance installée des électrolyseurs à haute température est de 1,5 GW, confirmant que le déploiement en France et/ou en Europe d'une filière industrielle à l'échelle GW pour les électrolyseurs à haute température est un enjeu central d'une politique industrielle associée à la production de SAF.

Le coût de production à maturité des e-SAF peut s'établir dans la zone de 2 000 €/t à 2 500 €/t.



Pour analyser l'économie des SAF, seule la voie e-SAF sera considérée en première approche, car son coût est majorant et elle sera majoritaire à terme.

À maturité, les capex pourraient descendre à 3,6 G€ pour la production de 1 Mt de diesel équivalent par an (3 € par l/an), dont est extraite 0,6 Mt/an de SAF. Le poids des électrolyseurs dans le capex est de 50 %.

Avec une électrolyse à haute température de rendement 90 % et une optimisation poussée des flux de chaleurs dans le système, un rendement électrique globale dit « PtL » de 55 % est envisageable, mobilisant ainsi 37 TWh d'électricité pour produire 1 Mt d'e-SAF et 0,67 Mt de e-diesel. Avec un rendement PtL de seulement 45 %, la même production nécessitera 45 TWh.

Dans un marché à l'équilibre post-2030, les coupes kérosène et diesel produites seront valorisées au même prix comme condition d'une stabilité du ratio kérosène sur diesel. Avec un rendement de 55 %, une extraction DAC dans l'état de l'art présent et une électricité à 30 €/MWh, le coût de production d'un e-SAF serait de 1,7 €/l (soit 2 034 €/t). Les diagrammes suivants, en €/l et en €/t, illustrent la sensibilité par rapport aux paramètres importants.

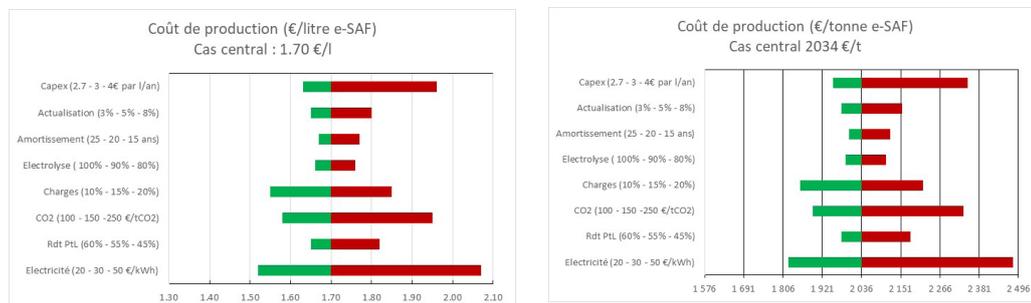


Figure 2 : Les diagrammes illustrent la sensibilité du coût de production des e-SAF vis-à-vis des différentes composantes de ce coût, en € par litre à gauche et en € par tonne à droite.

Le prix de l'électricité pèse sans surprise pour une part importante dans le coût de production d'un SAF et doit être minimisé. Des ordres de grandeur de l'ordre de 20 €/MWh sont souvent évoqués pour des projets reposants sur des générateurs éoliens ou photovoltaïques dédiés à la production de e-carburant dans des pays présentant des conditions optimales. Aux États-Unis, le Département de l'énergie arrive à un prix de 30 €/MWh en couplant la production de e-carburant avec des centrales nucléaires amorties, le prix de l'électricité étant alors un prix de revient local et effectif et non pas un prix de marché.



Le mix français offre l'opportunité jusqu'à l'horizon 2040 d'un volant d'électricité additionnel à disponibilité garantie à 70 % ou 80 % et dont le volume est de l'ordre de 80 à 100 TWh/an. La valeur de ce produit ne peut pas être égale à la valeur d'une électricité garantie à 100 %, car elle implique pour l'utilisateur de ce volant un surinvestissement en capex à production annuelle donnée. Le prix d'une électricité à disponibilité réduite est nécessairement inférieur à un prix d'équilibre entre le bénéfice d'une électricité moins chère et le surcoût de capex qu'implique la baisse de disponibilité. En partant d'un prix de l'électricité, dans les contrats à long terme et de grand volume, égal à 50 €/MWh (respectivement 80 €/MWh), ce prix d'équilibre, pour une électricité disponible à 80 %, est 41 €/MWh, et 34 €/MWh si la disponibilité est de 70 % (respectivement 71 €/MWh et 64 €/MWh). Ces prix d'équilibre sont obtenus avec un taux d'actualisation du projet de surinvestissement de 12 %.

Il est de l'intérêt collectif de valoriser les excédents de capacité de production électrique, conséquence de l'intermittence et de la variabilité de la demande. Une valorisation du volant d'électricité additionnel à un prix inférieur aux prix d'équilibre ci-dessus apporte un bénéfice collectif et stratégique en favorisant le développement anticipé de nouvelles filières industrielles comme celle des e-SAF, avant même que les infrastructures électrogènes soient significativement renforcées pour supporter l'électrification croissante de l'économie.

Ceci permet d'envisager la possibilité de produire en France des e-SAF et e-bioSAF avec un coût de l'électricité proche de 30 €/MWh (respectivement de 50 €/MWh) si les contrats à long terme sont à 50 €/MWh (respectivement 80 €/MWh). Le coût à maturité pour la production de SAF est alors de l'ordre de 1,7 €/l, soit 2 034 €/t (respectivement 2,07 €/l, soit 2479 €/t).

L'élément technologique important ici est la capacité des électrolyseurs à haute température d'accepter un fonctionnement perturbé par la disponibilité de l'électricité. Ceci est rendu possible par le maintien à chaud des électrolyseurs, en basculant (à l'échelle de quelques minutes) le fonctionnement des électrolyseurs sur un gaz inerte avec une consommation électrique de l'ordre du pourcent de la consommation nominale.

Il est possible de produire en France un kérosène de synthèse dont le coût d'abattement direct est compris entre 200 € et 325 € par tonne de CO₂ évitée, justifiant ainsi les investissements nécessaires dans le développement des e-SAF.

Pour établir la viabilité stratégique de filière industrielle SAF, il est nécessaire de disposer d'une référence de comparaison : le kérosène fossile. De 2017 à 2021, le prix du



kérosène était de l'ordre de 0,5 €/l (à l'exception de 2020). Mais il n'est pas pertinent de comparer le prix d'un futur SAF avec un prix passé du kérosène fossile. La diminution continue des taux de retour sur énergie justifie de prendre, pour référence conventionnelle sur les deux prochaines décennies, un prix tendanciel du kérosène fossile à 1 € par litre (1 200 €/t).

Par ailleurs, les efforts croissants rendus nécessaires par l'adaptation de la société aux enjeux énergétiques et climatiques renforcent singulièrement les questions d'équité sociale dans la répartition des contraintes et priorités. Le kérosène de l'aviation n'est pas taxé aujourd'hui contrairement aux carburants utilisés par les autres secteurs du transport. Ceci fait débat et pourrait évoluer sous peu en Europe. Qu'une taxation carbone soit ou non mise en place pour le secteur aérien, l'évaluation et la comparaison des stratégies de décarbonation imposent d'associer au kérosène fossile une valeur carbone. L'intérêt stratégique du développement des SAF sera ainsi mesuré par un coût d'abattement carbone calculé à partir du prix tendanciel ci-dessus hors taxe.

Le coût d'abattement direct est le surcoût de l'option SAF par rapport à la référence fossile divisée par le volume d'émission évitée par l'option SAF par rapport à la référence fossile :

$$CA(eSAF) = \frac{1.7 \text{ €} - 1.0 \text{ €}}{3.45 \text{ kgCO}_2 - 0.371 \text{ kgCO}_2} = 227 \text{ €/tCO}_2$$

Ce coût d'abattement direct monte à 324 €/tCO₂ pour un coût des e-SAF de 2 €/l (par exemple si l'électricité est valorisée à 50 €/MWh). Plus généralement, le coût d'abattement dépend du coût des e-SAF, mais aussi de l'empreinte carbone de l'électricité utilisée :

coût fossile référence :		1.00 €/litre			
Coût d'abattement direct €/tCO ₂	€/litre	empreinte carbone électricité			
		10 gCO ₂ /kWh	20 gCO ₂ /kWh	50 gCO ₂ /kWh	100 gCO ₂ /kWh
coût e-SAF	1.55 €/litre	168	178	218	344
	1.70 €/litre	214	227	277	438
	2.00 €/litre	306	324	396	626
	2.50 €/litre	459	487	594	939

Tableau 3.: Grâce à un mix décarboné et en investissant une partie du volant d'électricité additionnelle dans la production de SAF, la France peut produire des SAF dont le coût d'abattement direct est de l'ordre de 200 à 300 €/tCO₂.



La notion de « coût d'abattement en budget carbone » est introduite par France Stratégie pour évaluer les stratégies à long terme du point de vue de la collectivité. Ce coût d'abattement en budget carbone est le rapport entre les surcoûts SAF actualisés et la somme des gains de CO₂, avec un taux d'actualisation socioéconomique de $r=4,5\%$. L'actualisation permet de déterminer une efficacité relative des efforts de décarbonation dans différents domaines, quelle que soit la date des émissions carbone. Le coût d'abattement en budget carbone des e-SAF serait de 132 €/tCO₂ pour un coût de production de 1,7 €/l et 189 €/tCO₂ pour 2 €/l (l'empreinte carbone de l'électricité étant supposée à 20 gCO₂/kWh). Ce résultat est à comparer avec le coût de transformation des voitures thermiques en voitures électriques évalué par la Commission Criqui entre 300 €/tCO₂ et 400 €/tCO₂. Ceci établit la pertinence de l'option e-SAF pour la société.

La production de SAF en France dans la prochaine décennie est réaliste. Un tel résultat repose cependant sur des hypothèses qui sont autant d'objectifs à concrétiser.

Sur le plan technologique, les éléments clés sont le déploiement à grande échelle de l'électrolyse à haute température et de la technologie DAC. L'optimisation poussée de l'intégration système, et notamment vis-à-vis des flux de chaleur, devra aussi faire l'objet d'un investissement technique poussé. Le déploiement parallèle d'installations e-bioSAF et e-SAF offre le double bénéfice d'une optimisation du couple biomasse/électricité bas carbone et d'une courbe d'apprentissage synergique vis-à-vis des technologies clef mobilisées.

Sur le plan des ressources en biomasse et en électricité, la compétition des usages impose des arbitrages politiques complexes, mais nécessaires. Si seul le marché arbitre, les ressources pourraient voir leur prix augmenter sans que les critères d'efficacité globale et d'équité sociale soient pris en compte. Seule une visibilité claire sur les ressources disponibles dans la durée pourra permettre à des investisseurs de lancer des activités de production de SAF à l'échelle du besoin et dans la chronologie souhaitée.

La spécificité d'un mix déjà largement décarboné offre à la France une opportunité unique de déployer dès 2030 une filière industrielle de production de SAF sur le territoire. Dans le même temps, les pays au mix toujours largement carboné devront développer des stratégies d'importation qui posent d'autres questions sensibles. Dans un marché international des technologies de production de carburant et des vecteurs



énergétiques tels l'hydrogène, le déploiement au plus tôt de la filière SAF sur le territoire national donnerait à la France une position industrielle forte dans ce nouveau marché.

La concomitance jusqu'en 2040 d'une puissance nucléaire stable (par la prolongation de la durée de vie des réacteurs existants tant qu'autorisée par l'autorité de sûreté et la construction de nouvelles unités) et de la croissance annoncée de la puissance installée éolienne et photovoltaïque induit un volant d'électricité additionnelle caractérisée par une disponibilité importante, mais limitée. L'affectation stratégique de ce volant à de nouvelles filières industrielles électrointensives comme la production de SAF donne une grande valeur à cette surcapacité électrique en contribuant à la fois à la réindustrialisation et à la décarbonation de l'économie française.

Au-delà de 2040, la montée en échelle de la production de SAF nécessaire pour satisfaire les engagements de décarbonation implique, aussi bien pour la France que pour les autres pays partageant cette ambition, un renforcement significatif des infrastructures de production d'électricité bas carbone.



Que sont les SAF ?

Les « carburants durables » produisent des émissions nettes de CO₂ inférieures aux carburants fossiles, car ils sont produits en prélevant le carbone dans l'environnement.

Les carburants liquides sont essentiellement composés de chaînes d'alcane C_nH_{2n} de différentes longueurs. Le kérosène est par exemple un mélange d'hydrocarbures contenant des alcanes pour « n » compris entre 10 et 14.

Pour sa production, il est nécessaire de mobiliser trois intrants critiques : le carbone, l'hydrogène, et l'énergie qui peut être apportée par la biomasse ou par l'électricité bas carbone. Les besoins en carburant pour l'aviation sont considérables, de l'ordre aujourd'hui de trois cents millions de tonnes par an dans le monde, dont une dizaine de millions de tonnes pour la France. On mesure ainsi déjà le défi posé par la disponibilité des intrants nécessaires à une telle production.

Les nombreux couples « procédés technologiques/nature des intrants » sont aujourd'hui disponibles pour la production de SAF.

Une première classification en grande famille est structurée par la nature des intrants utilisés :

- **Les bioSAF** : On parlera de bioSAF et plus généralement de biocarburant lorsque le carbone, l'hydrogène et l'énergie sont apportés par la biomasse.
 - cela concerne, par exemple, les biocarburants dits de première génération, en compétition avec l'usage alimentaire, et progressivement limités par la réglementation en Europe,
 - l'utilisation des huiles usées donne un bon exemple de bioSAF. Cette technologie est à maturité et bénéficie d'une production en croissance; mais la disponibilité des intrants est très limitée au regard des besoins ;



- **Les e-SAF** : On parlera d'e-SAF, ou plus généralement de e-carburant ou carburant de synthèse, lorsque le carbone est extrait de l'atmosphère ou des effluents industriels et que l'hydrogène est produit par électrolyse avec une électricité bas carbone.
 - les briques technologiques associées existent à l'échelle industrielle, mais à un niveau de maturité intermédiaire pour certaines. Ces procédés permettent de s'affranchir des limitations complexes que pose la ressource biomasse ; la disponibilité d'une électricité bas carbone devient alors le facteur dimensionnant,
 - les carburants de synthèse permettent aussi de limiter drastiquement les sulfures, les hydrocarbures aromatiques ainsi que les particules qui condensent les traînées d'avion et génèrent des effets de réchauffement climatique non-CO₂ ;
- **Les e-bioSAF** : On parlera d'e-bioSAF lorsque la biomasse est utilisée pour apporter le carbone et une partie de l'hydrogène, l'autre partie étant produite par électrolyse^c. Cette combinaison maximise le rendement d'utilisation du carbone et de l'énergie de la biomasse, en assurant ainsi le meilleur usage de cette biomasse.

Les briques technologiques mobilisées pour la production d'e-SAF et d'e-bioSAF présentent des synergies importantes, permettant ainsi d'optimiser une trajectoire de déploiement de ces deux voies au gré des contextes nationaux.

La nature de la biomasse utilisée fait l'objet d'un effort de régulation croissant en Europe afin de déterminer des filières réellement profitables pour la société, notamment en interdisant la mise en concurrence avec les cultures alimentaires ou encore l'usage de sols qui impliquerait de la déforestation. À ce titre, une deuxième classification est utilisée :

- les biocarburants de 1^{re} génération sont issus de cultures potentiellement alimentaires ou de faible rendement énergétique. Ces technologies sont déployées, mais sont d'ores et déjà plafonnées réglementairement en Europe avec une limite qui va décroître de 7 % aujourd'hui à 0 en 2030. Les cultures présentant des risques de changement indirect dans l'affectation des sols sont aussi exclues ;
- les biocarburants de 2^e génération sont essentiellement produits à partir de déchets organiques. C'est la voie privilégiée par l'Europe avec par exemple les huiles de cuisson usagées, les graisses animales impropres aux usages alimentaires, les déchets municipaux ou encore les déchets lignocellulosiques forestiers ou agricoles ;

^c L'apport d'hydrogène exogène dans un procédé biomasse permet d'obtenir la proportion idoine '1:2' entre le carbone et l'hydrogène du carburant -CH₂-, alors qu'elle est de '2:3' dans la biomasse de formule moyenne C₆H₉O₄. Cet apport d'hydrogène exogène permet d'augmenter le rendement (tonne de biocarburant par tonne de biomasse sèche) de 20 % pour les biocarburants à 40 % pour les e-biocarburants.

- les biocarburants de 3e génération concernent des procédés plus prospectifs utilisant les algues et dont la maturité industrielle est faible. Les perspectives de développement semblent limitées en lien avec les intrants nécessaires (potasse, azote) et avec les questions de localisation et de surfaces mobilisées.

L'intérêt de cette segmentation des ressources de biomasse en générations est d'abord d'exprimer la volonté européenne d'éliminer les carburants dits de première génération et de cadrer dans le détail les ressources agréées pour les combustibles de deuxième génération à travers l'annexe IX de la directive RED II 2018/2001.

Enfin, une troisième classification distingue les grandes familles de procédés technologiques :

- procédés oléochimiques de transformation des huiles par hydrogénation – (HEFA) ;
- procédés thermochimiques par gazéification et Fischer-Tropsch (FT) ;
- procédés biochimiques transformant le sucre en alcool (ATJ) ;
- procédés synthétiques (PtL, 'power to liquid') mobilisant une synthèse Fischer-Tropsch ou méthanol à partir de CO₂ et d'hydrogène.

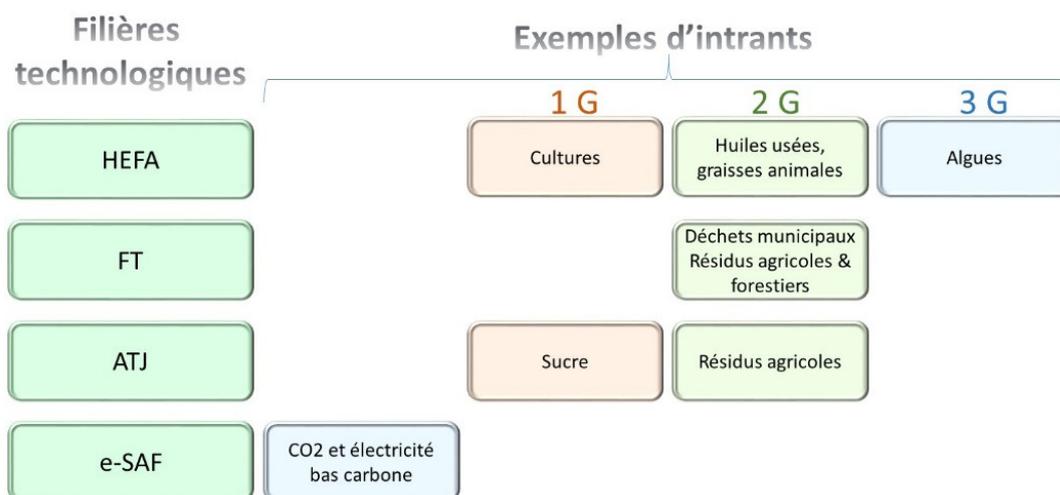


Figure 3 : Typologie des procédés et ressources pour la production de SAF

La technologie HEFA est mûre et déployée à l'échelle industrielle, notamment par les sociétés Neste et TotalEnergies^d. En France, la voie Fischer-Tropsch est portée par le projet français « BioTfuel » et sa suite « BioTjet » et la voie ATJ par le projet « Futurol ».

^d Le site de Grandpuits produira 210 kt/an de SAF/HEFA à partir de 2024 (<https://totalenergies.com/fr/medias/actualite/communiqués-presse/plateforme-zero-petrole-grandpuits-totalenergies-saria>).

Quelle qu'en soit la nature, les SAF doivent être certifiés à la fois :

- par des organismes de normalisation comme «ASTM international» vis-à-vis d'une utilisation sûre et performante dans le domaine aérien ;
- et par l'ICAO (International Civil Aviation Organization^e) ou par la Commission européenne vis-à-vis de leur performance environnementale.

La notion de SAF est donc normative par nature.

Fin 2021, neuf filières de SAF ont été qualifiées avec des ratios d'incorporation maximum variant de 10 % à 50 % selon les technologies. Cela concerne notamment les familles de procédés suivantes, avec des variantes dépendant du type d'intrants :

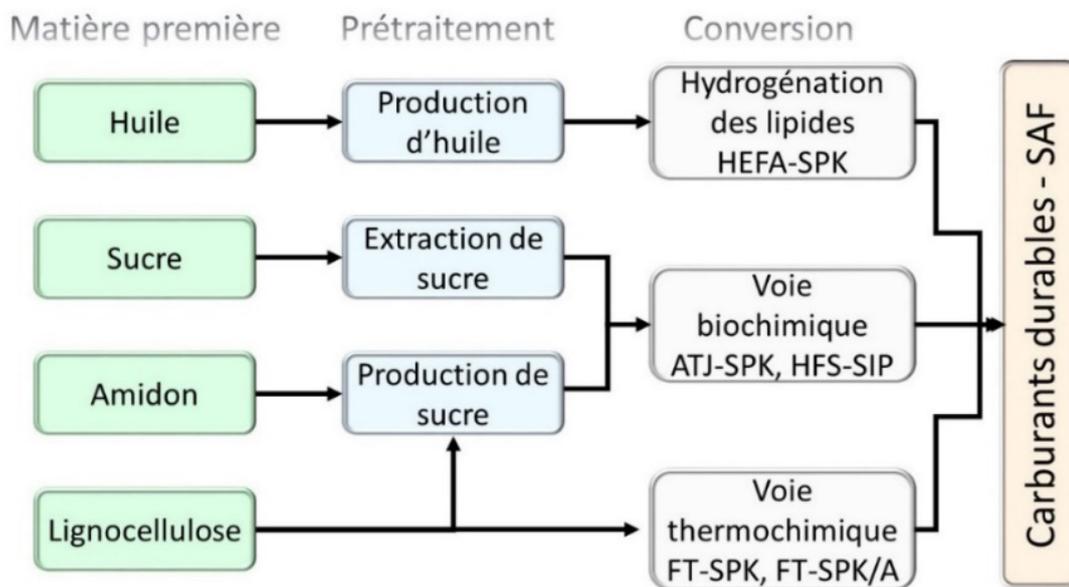


Figure 4 : Schéma de principe des bioSAF certifiés par l'ASTM

À ce jour, le ratio d'incorporation maximal des SAF dans le carburant d'un avion est de 50 %. Le facteur principal limitant ce ratio est notamment l'insuffisance d'aromatiques. Par exemple, le procédé FT-SPK a été modifié en FT-SPK/A pour incorporer une plus grande part d'aromatique^f; la norme pourrait ainsi évoluer vers un taux d'incorporation de 100 %.

^e ICAO, organisation intergouvernementale de l'ONU responsable de la production de normes et conventions internationales dans le domaine aérien, sans autorité supranationale.

^f Ces aromatiques sont nécessaires aux anciennes générations d'avions pour le comportement vis-à-vis des fuites. Les nouvelles générations d'avions pourraient accepter des SAF à faible contenu aromatique avec des taux d'incorporation de 100 %.

Les premiers carburants durables ont été certifiés en 2009 et 2011 pour le procédé FT et HEFA et sont délivrés en aéroport depuis 2015. Ils sont utilisés sur un nombre croissant de vols (250 000 vols à ce jour) et sont distribués aujourd'hui par 46 aéroports dans le monde.

Concernant la performance environnementale, l'ICAO gère le programme de compensation carbone CORSIA « *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation* ». Ce programme auquel se soumettent les compagnies aériennes (actuellement sur une base de volontariat) repose sur l'achat de crédits carbone pour compenser les émissions de CO₂ en excès de la référence 2020. Les combustibles éligibles aux critères de durabilité CORSIA, permettant une diminution des compensations. À ce jour, un carburant est éligible aux critères CORSIA s'il permet une réduction des émissions carbone d'au moins 10 % par rapport à son analogue fossile. L'ambition au niveau international reste à ce stade très modeste.

En Europe, la définition de « carburant durable » est explicitée dans la directive RED II 2018/2001⁹ qui stipule que la réduction d'émission de gaz à effet de serre doit être supérieure à 65 % pour les biocarburants et à 70 % pour les carburants de synthèse⁹.

Les critères renvoient donc à une analyse de cycle de vie qui devra montrer que les investissements associés conduisent bien à une réduction significative des émissions de CO₂.

Concernant la performance carbone, le présent rapport s'inscrit dans l'exigence européenne pour la définition des SAF, soit une diminution de l'empreinte carbone minimale de 65 %. Tout en soulignant les progrès réalisés sous l'égide de l'ICAO, dans l'établissement de mécanismes de compensation et dans la normalisation des émissions carbone associées à la fraction biogénique des carburants, l'éligibilité au programme CORSIA à partir du seuil de 10 % de réduction GES ne peut pas constituer le seul objectif pour une politique de décarbonation. En effet, l'emploi de ressources à haute valeur pour de nombreux secteurs économiques comme l'ampleur des investissements nécessaires ne se justifient que par la perspective d'un gain important en termes de réduction des émissions carbone.

⁹ La valeur européenne de référence pour le carburant fossile est 94 gCO_{2eq}/MJ, soit une empreinte de 4 kgCO₂/kg de carburant. Elle est de 89 gCO_{2eq}/MJ dans le cadre du programme CORSIA.



L'utilisation de SAF contribuera pour 60 % à la réduction des émissions CO₂ liées à l'aviation, le reste étant obtenu par l'optimisation des technologies et des processus opérationnels.

Les effets non-CO₂ de l'aviation sur le climat ne sont pas abordés dans ce rapport. Ces effets font l'objet de recherches actives. La dynamique chimique et physique derrière le passage d'un avion est complexe et induit des processus présentant un impact positif ou négatif sur le forçage radiatif. Le processus dominant concerne les cirrus induits par les traînées de condensation dans certaines conditions atmosphériques. La production de NO_x et son effet sur la chimie des gaz à effet de serre est un deuxième processus apportant un impact significatif. À ce jour, l'incertitude sur la quantification de ces effets reste très large. De plus, les conséquences radiatives des effets non-CO₂ de l'aviation sont de nature profondément différentes des effets directs du CO₂ émis. Alors que le CO₂ émis se cumule sur des durées longues (>> 100 ans), les effets non-CO₂ ont une durée de vie courte (< quelques jours pour les termes dominants). Cette caractéristique de durée de vie courte détermine des stratégies d'élimination des effets non CO₂, comme l'évitement des zones propices à la création de cirrus (2 % des vols seraient responsables de 80 % des cirrus) et la minimisation des émissions de NO_x et de suie par l'usage de SAF.

Besoin en SAF pour la décarbonation du secteur aérien

Les bases de données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE) attestent la forte croissance de la consommation de carburant aéronautique, +40 % tous les 15 ans depuis 1990 :

Kérosène	Monde - Mt	évolution
1990	153.5	
2005	222.3	145%
2019	314.1	141%

Tableau 4. Évolution de la consommation mondiale de kérosène

Dans la même période, les différentes améliorations apportées par le secteur aérien ont permis de décroître de 54 % la production de CO₂ par passager.km : entre 1990 et 2018, l'empreinte par passager est passée de 240 gCO₂/passager.km à 110 gCO₂/passager.km à l'échelle mondiale. Elle est aujourd'hui de 96 gCO₂/passager.km en Europe. Les gains d'efficacité sont donc importants, mais largement effacés par l'augmentation du trafic.

Dès 2009, le secteur de l'aviation a adopté une référence sectorielle de décroissance des émissions de CO₂ avec un objectif de 325 MtCO₂ en 2050, soit 50 % des émissions émises en 2005. Du fait de l'augmentation de la consommation, l'atteinte de la cible 2050 décidée en 2009 nécessiterait aujourd'hui un abattement d'un facteur 3 des émissions entre aujourd'hui et 2050.

En 2021, le secteur a renforcé son ambition en engageant l'aviation civile mondiale sur l'objectif d'émissions nettes de carbone nulles d'ici 2050. Cet engagement a été porté par l'IATA (International Air Transport Association, regroupant les compagnies aériennes) et l'ATAG (Air Transport Action Group regroupant les industriels du

transport aérien) à la suite d'un plan directeur « Waypoint 2050 » évaluant les voies à suivre pour atteindre cet objectif. La production de SAF y apparaît comme le facteur le plus dimensionnant de cette évolution.

Dans son scénario médian, le secteur aérien prévoit une croissance du trafic de 3,1 %/an (soit une multiplication de 2,5 du trafic d'ici 2050) et une consommation mondiale, hors mesures de réduction des émissions de CO₂, s'établissant sur la trajectoire suivante :

Consommation (sans effort)	2 025	2 030	2 035	2 040	2 045	2 050
Mtep/an	310	400	440	490	550	625
MtCO ₂ /an	977	1 260	1 386	1 544	1 733	1 969

Tableau 5. Projection de la consommation mondiale de kérosène fossile et des émissions de CO₂ si aucun effort n'est mené pour l'infléchir.

Le scénario médian de croissance du trafic (3,1 %) est encadré par deux scénarios où cette croissance s'établit à 2,3 % (impact de la crise Covid et protectionnisme) et 3,3 % (retour à la globalisation avec un impact résiduel de la crise Covid). Même dans les hypothèses les plus restrictives, la croissance attendue est donc soutenue jusqu'en 2050.

Dans le scénario médian (3,1 %), l'Europe et l'Amérique du Nord ont un taux de croissance du trafic modéré (2,1 %) alors que ce taux est plus important (3,8 %) dans la région Asie-Pacifique.

Pour maintenir une telle croissance du trafic tout en atterrissant à zéro émission en 2050, il s'agit pour le secteur de mobiliser des mesures permettant d'abattre un cumul de 21 GtCO₂ entre 2020 et 2050.

La figure 5 illustre la stratégie portée par le secteur de l'aviation. Elle est extraite du plan directeur « Waypoint 2050 » et concerne le scénario médian étudié par l'ATAG. On y retrouve les quatre outils au cœur de la stratégie de décarbonation : le développement technologique, l'amélioration des opérations et des infrastructures, les carburants durables et les compensations.

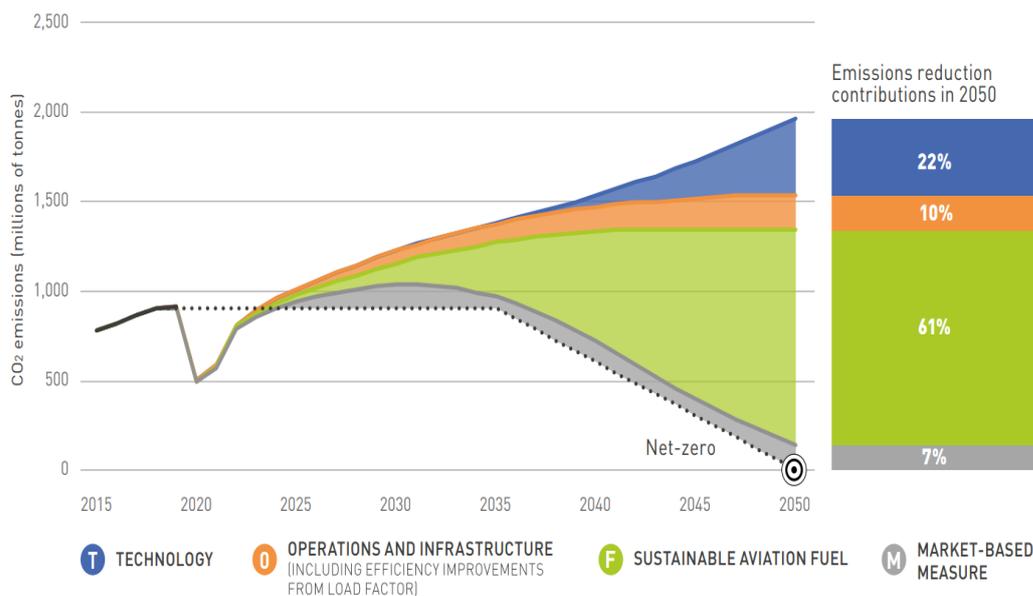


Figure 5 : Illustration de la stratégie de décarbonation du secteur aérien

Face aux nombreuses incertitudes qui pèsent sur la manière de concrétiser une telle ambition, l'ATAG a étudié plusieurs scénarios (variations sur la performance des avions, des infrastructures, des opérations et des carburants.) conduisant à différentes trajectoires pour le développement des SAF :

Sustainable aviation fuel ramp-up long-term

Analysis of the expected ramp-up rate required for several scenarios and expected volumes of SAF required in 2050, assuming a 90% emissions reduction factor in 2050.

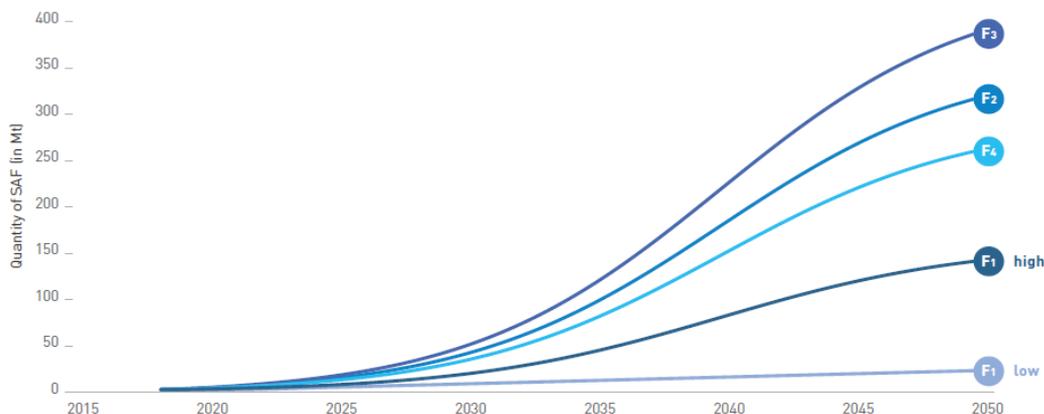


Figure 6 : Les scénarios maximisant la production de SAF sont privilégiés, car ils réduisent le besoin en mesures de compensation (< 10 %).

Les courbes F1 correspondent à des scénarios où les tendances actuelles sont extrapolées sans effort particulier; ces scénarios donnent le rôle majoritaire (>50 %) aux mesures de compensation. Seuls des scénarios plus ambitieux en disponibilité de



SAF permettent la décarbonation du secteur avec un usage des mesures de compensations inférieur à 10 % ; le besoin annuel en SAF est alors singulièrement plus important : entre 45 et 60 Mt en 2030 et entre 330 et 440 Mt en 2050. Dans son scénario intermédiaire, l'ATAG anticipe un besoin en SAF d'une cinquantaine de Mt pour 2030 et de 380 Mt/an en 2050.

Dans sa communication, l'IATA retient un scénario où l'atteinte de l'objectif 2050 s'obtient par un taux d'utilisation des SAF de 65 %, de nouvelles technologies pour les vols (13 %), des améliorations opérationnelles et infrastructurelles (3 %) et le reste par des systèmes de compensation. Comparée aux scénarios de l'ATAG, la trajectoire de croissance des SAF retenue par l'IATA présente une croissance plus modérée à court terme (19 Mt/an en 2030 et 73 Mt en 2035 contre respectivement 50 Mt et 115 Mt pour l'ATAG), mais aboutit en 2050 aux mêmes niveaux de consommation de SAF (363 Mt/an). Les valeurs absolues en volume de SAF envisagées par le secteur aérien reposent sur des hypothèses de croissance du trafic qui ne sont pas discutées ici.

Indépendamment des hypothèses sur l'évolution du trafic, il est nécessaire d'assurer la production de SAF au niveau de plusieurs centaines de millions de tonnes, ce qui pose des questions systémiques sur la mobilisation des ressources et le déploiement accéléré de filières industrielles qui sont au cœur de l'analyse présente.

La part de l'Europe dans la consommation mondiale de carburant aérien (11 % en 2019) diminue du fait de la croissance des pays émergents. Dans la suite, on retiendra 50 Mt comme référence stabilisée sur les prochaines décennies pour la consommation européenne (contre 45 Mt aujourd'hui). La croissance du trafic est donc supposée compensée par les mesures d'efficacité.

La pénétration des SAF sera tirée par les économies avancées. Dans sa proposition de régulation ReFuelEU, la Commission définit un objectif de 5 % et 20 % de SAF dans la consommation du secteur aérien en 2030 et 2035 pour converger à 63 % en 2050. Sur la base d'une consommation de 50 Mt/an, l'Europe devra donc produire ou acheter des SAF à hauteur de 2,5 Mt en 2030 et 10 Mt en 2035. Les objectifs portés par IATA et par la Commission pour 2030 et 2035 sont cohérents pour l'Europe avec sa part dans le trafic mondial (11 % aujourd'hui) et avec son statut d'économie avancée.

La proposition de régulation ReFuelEU suit actuellement son processus législatif, avec une tendance marquée du Parlement européen au renforcement des objectifs



d'incorporation sans que la faisabilité d'un tel renforcement soit clairement établie. Par souci de cohérence, les nombreuses références au cadre européen utilisées dans la suite se rapportent au texte de la Commission tel que publié en juillet 2021 et ne prennent pas en compte les évolutions en débat dans le processus législatif européen. Ceci permet de s'appuyer sur l'analyse d'impact produit par la Commission pour accéder à la rationalité de la proposition ReFuelEU.

En France, les ministères de la transition écologique et des transports ont fixé une feuille de route pour le déploiement des biocarburants aéronautiques durables dans le transport aérien, avec un déploiement de 2 % en 2025, 5 % en 2030 et 50 % en 2050. Ces objectifs seront alignés sur la directive européenne ReFuelEU lorsque cette dernière sera adoptée. La consommation française de kérosène évolue vers 9 Mt à l'horizon 2030. On retient en ordre de grandeur que le poids de la France dans la consommation de carburant aérien de l'Europe est de 20 %, soit, à terme, une consommation stabilisée de 10 Mt/an.

Sur la base des éléments ci-dessus, on peut établir une référence en ordre de grandeur pour le besoin en SAF pour le monde, l'Europe et la France ; on retiendra en référence la trajectoire de décarbonation suivante pour l'aviation :

Besoin en SAF	2030	2035	2040	2050
Monde	20 Mt	70 Mt	185 Mt	400 Mt
Europe	2.5 Mt	10 Mt	16 Mt	30 Mt
France	0.5 Mt	2 Mt	3 Mt	6 Mt

Tableau 6. Ordre de grandeur des besoins en SAF

Du tableau^h ci-dessus se dégagent deux points importants

- L'accélération de la production de SAF relativise les incertitudes sur ces chiffres, une variation d'objectif se traduisant par modification très limitée de la date d'atteinte de l'objectif.
- La priorité est d'examiner les conditions permettant d'établir un palier de production 2030-2040 avec un marché fonctionnel et des filières industrielles à grande échelle effectivement déployées. L'analyse qui suit est donc focalisée sur le palier 2030-2040.

^h Le tableau est obtenu sur la base d'une consommation stabilisée de 10 Mt/an pour la France et 50 Mt/an en Europe (contre 8.8 Mt et 45 Mt aujourd'hui). Les chiffres sont arrondis à leur valeur significative.



La décarbonation de l'aviation requiert la mise en place rapide d'une filière industrielle de grande ampleur et devra mobiliser pour ce faire des ressources énergétiques bas carbone considérables et en forte croissance.

La biomasse pour la production de SAF, une ressource limitée

Le premier palier de production de carburant durable, et plus particulièrement de SAF, est assuré par la biomasse qui apporte les ressources nécessaires en carbone et en hydrogène.

Les contraintes qui déterminent la mobilisation de la biomasse sont les critères de durabilité, la compétition d'usage notamment avec l'alimentation et la performance technico-économique avec notamment la logistique de la collecte.

Les critères de durabilité pour la biomasse concernent la performance carbone évaluée par des analyses de cycle de vie, la préservation des stocks de carbone (forêts, tourbières...), la protection des écosystèmes notamment vis-à-vis de la biodiversité et le maintien de la qualité des sols.

Ainsi, les biocarburants de première génération ne permettent pas d'envisager de réelles perspectives de développement du fait de la concurrence avec l'alimentaire et/ou d'une performance énergétique et environnementale faible. En Europe, ces carburants sont aujourd'hui limités à 7 % et seront progressivement éliminés d'ici 2030. La situation est ouverte pour cette catégorie de biocarburant dans le reste du monde, notamment au Brésil (avec la canne à sucre), dans une partie de l'Asie (avec l'huile de palme) et en Amérique du Nord (avec le maïs). L'analyse de cycle de vie de ces cultures montre que le gain CO₂ est limité; ces biocarburants pourraient peut-être jouer un rôle dans l'approvisionnement en kérosène dans le monde, mais auront un impact limité dans la trajectoire de décarbonation.

L'analyse qui suit ne considère donc que les biocarburants de deuxième génération. C'est la voie privilégiée par l'Europe (ReFuelEU et RED II) avec par exemple les huiles de cuisson usagées, les graisses animales impropres à l'alimentation, les déchets municipaux et les déchets lignocellulosiques.



Évaluation macroscopique

La demande en bioénergie dépasse largement sa disponibilité

Dans le « World Energy Outlook 2021 » de l'AIE, la production mondiale de bioénergie, tous usages confondus, est multipliée respectivement par 2 et 2,7 dans les scénarios « Stated Policies Scenario » et « Net Zero Emissions by 2050 Scenario » entre aujourd'hui et 2050. En retenant une valeur médiane des deux scénarios AIE cités, les bioénergies disponibles en 2050, toutes formes confondues, seraient de l'ordre de 2 100 Mtep/an \pm 15 %.

L'objectif pour la production mondiale de SAF est de l'ordre de 400 Mt/an. En considérant un rendement de conversion de la bioénergie en biocarburant de 50 % et une sélectivité en SAF de 60 %, il faudra mobiliser 1 333 Mtep/an de bioénergie pour répondre aux seuls besoins de l'aviation, soit 63 % des 2 100 Mtep estimés par l'AIE. La demande du secteur aérien cumulée à celles des autres secteurs économiques dépasse de loin la bioénergie disponible.

Face à une demande en bioénergie qui excède les ressources disponibles, la compétition entre les secteurs de l'économie imposera la mise en place de politiques publiques qui fixeront le cadre de fonctionnement des marchés pour ce qui concerne l'accès à la biomasse.

L'évolution sur les prochaines décennies de la bioénergie disponible est incertaine

Les organismes institutionnels affichent pour la bioénergie une croissance d'un facteur proche de deux entre aujourd'hui et 2050. C'est le cas pour l'AIE citée ci-dessus.

Dans son étude d'impact pour la proposition de directive ReFuelEU, la Commission européenne considère un potentiel de bioénergie en augmentation de 82 % entre 2015 (140 Mtep) et 2050 (255 Mtep).



En France, la SNBC 2020 anticipe une croissance de la bioénergie d'un facteur 2,5 entre 2016 (180 TWh) et 2050 (450 TWh). Cet objectif 2050 se répartit en 250 TWh pour la biomasse agricole, 100 TWh de déchets et 100 TWh de biomasse forestière.

Mais les études plus académiques concluent à une croissance nulle de la bioénergie disponible.

L'étude de « *Material Economics* » quantifie pour 2019 l'usage de la biomasse en Europe : 13 EJ pour l'alimentation, 4 EJ pour les biomatériaux et 6 EJ (144 Mtep) pour les bioénergies. Les perspectives pour les bioénergies en 2050 se situent dans la fourchette de 3,9 à 7,7 EJ, soit 90 à 185 Mtep, restant donc à un niveau significatif, mais sans croissance notable.

L'étude de l'*Imperial College* conclut aussi à une stabilité de la biomasse disponible pour la bioénergie entre 2030 et 2050.

Sur la seule part de biomasse agricole, l'analyse de France Stratégie conclut à une disponibilité maximale de 125 TWh/an, soit 50 % de la référence SNBC.

Le volume de bioénergie en 2050 a donc une part robuste égale à sa valeur actuelle et une part significativement plus hypothétique au-delà de cette valeur.

Le taux de prélèvement de la bioénergie au profit de l'aviation

Dans son étude d'impact en support à la proposition ReFuelEU, la Commission européenne a défini les objectifs d'incorporation de SAF en 2050 sur la base d'un taux de prélèvement de 10 % du potentiel de bioénergie (255 Mtep) envisagé.

Un tel taux de prélèvement doit être considéré comme un objectif. Il est à noter que cet objectif, dimensionnant pour la trajectoire de production de SAF, n'est pas explicité dans la proposition législative ReFuelEU portée par la Commission européenne. Ainsi, dans les débats européens sur les quantités de SAF à produire, il n'est pas sûr que soit prise en compte la cohérence entre ces quantités et le taux de prélèvement de la bioénergie qu'elles impliquent au seul profit de l'aviation et donc au détriment des autres secteurs économiques.



En référence avec l'analyse d'impact ReFuelEU, on retiendra un taux de prélèvement de 10 % de la bioénergie disponible au profit du secteur aérien.

Il est à noter que si la disponibilité physique de la bioénergie en Europe était réduite à 150 Mtep comme l'indiquent des études académiques, le taux de prélèvement, nécessaire à la production du niveau de SAF prévu dans la proposition ReFuelEU, augmenterait à 17 % pour la même production de SAF.

L'incertitude sur la croissance de la bioénergie pèse évidemment sur le taux de prélèvement potentiel par un secteur économique donné et pourrait compliquer les arbitrages d'usages.

La ressource de biomasse pour la production de SAF par la voie oléochimique^{4,22}

La voie de traitement oléochimique de la biomasse par le procédé HEFA (esters et acides gras hydrotraités) est à maturité technologique et est largement déployée commercialement pour la production de biodiesel. La ressource associée concerne les huiles de cuisson usagées et les graisses animales non valorisables dans le circuit alimentaire; elle correspond à la partie B de l'annexe IX de la directive européenne RED II.

Les rendements de conversion sont élevés, ce qui permet le transport à longue distance de la matière première. Ainsi, un litre de cuisson usagée permet de produire de l'ordre de 0,9 litre de biocarburant avec une proportion de SAF qui peut monter jusqu'à 0,7 litre.

C'est donc logiquement la principale voie de production de SAF aujourd'hui et jusqu'en 2030.

La part de kérosène produite dans les procédés HEFA est naturellement de l'ordre de 15 %. Elle pourrait monter à 50 % si l'objectif était de maximiser la production de SAF, moyennant un surcoût lié à l'optimisation des infrastructures.

En 2018, sur 5 milliards de litres de biodiesel produits dans le monde, seulement 8 millions de litres ont été effectivement commercialisés sous forme de SAF, soit un



ratio 0,16 % très inférieur à la part naturelle de production de SAF dans le procédé HEFA (15 %).

Les molécules propres aux SAF sont donc actuellement consommées comme biodiesel au profit du secteur routier, répondant ainsi aux conditions présentes du marché. Sans nécessité d'évolution technique majeure, la part de production commerciale de SAF pourrait augmenter significativement et rapidement si des politiques incitatives sont mises en place pour polariser le marché dans cet objectif.

La production mondiale de SAF-HEFA est en croissance rapide et pourrait s'établir à 1 milliard de litres (0,8 Mt) en 2023 compte tenu des nouvelles infrastructures annoncées et des déclarations de production de SAFⁱ.

L'incertitude sur le volume futur de SAF-HEFA résulte :

- d'abord de l'évolution de la production de biodiesel sous la pression de l'évolution réglementaire avec l'obligation faite en Europe de ne considérer que les biocarburants de deuxième génération^j ;
- du pourcentage de SAF extrait lors de la production de biocarburant. L'accroissement de ce pourcentage ne requiert pas d'investissement majeur, mais nécessite des politiques incitatives pour déplacer le marché du secteur routier vers le secteur aérien.

Selon le rapport du World Economic Forum « *Clean sky for Tomorrow* »²³, les huiles usagées et les graisses animales pourraient représenter de l'ordre de 40 Mt/an et permettraient de produire 20 Mt en SAF (dont 3 Mt pour l'Europe), soit 5 % du besoin en 2030. Cette estimation repose sur une hypothèse forte : les infrastructures sont optimisées pour produire 50 % de kérosène et 50 % de biodiesel, à comparer à la proportion actuelle de 0,16 %. L'enjeu est donc ici de créer les conditions de marché pour que la part du kérosène dans les biocarburants HEFA augmente de deux ordres de grandeur.

Selon le document ReFuelEU de la Commission, la part de SAF/HEFA dans le mix de carburant aéronautique serait de 1,6 % du besoin en 2030 (soit de l'ordre de 0,8 Mt) et 4 % du besoin en 2050 (soit de l'ordre de 2 Mt). Dans cette évaluation, la production de SAF est supposée mobiliser 30 % des huiles usées en 2030 et 50 % en 2050.

ⁱ En 2021, les deux principaux fournisseurs, Neste et World Energy, cumulaient une production de 0,2 Mt.

^j Les SAF/HEFA offrent un facteur de réduction des émissions de plus de 75% s'ils sont produits à partir de déchets et de moins de 30 % à partir d'huiles végétales (huile de soja ou de colza). En Europe, le procédé HEFA est réduit aux huiles de cuisson usées et aux graisses animales pour garantir un facteur de réduction des émissions supérieur à 65%.



Selon une première étude des gisements de biomasse disponibles en France pour la production de SAF dans le cadre de l'engagement pour la croissance verte (ECV), 0,3 Mt/an d'huiles et graisses sont collectées aujourd'hui avec un potentiel de 0,5 Mt/an permettant de produire 0,25 Mt de SAF-HEFA. Normalisé à une consommation de l'ordre de 10 Mt/an, le potentiel maximum de SAF-HEFA pour la France est de 2,5 % du besoin.

Les procédés HEFA sont matures et efficaces. En prenant les données ci-dessus en ordre de grandeur arrondi, le potentiel de production en SAF-HEFA plafonne de 3 % à 5 % du besoin, soit 20 Mt/an à l'échelle mondiale, 2 Mt/an (4 %) en Europe et 0,25 Mt/an (2,5 %) en France.

La croissance de la production de SAF nécessite des adaptations limitées dans les infrastructures qui priorisent actuellement la production de biodiesel routier à plus de 99 %.

La cinétique de croissance et le plafond réel de production des bioSAF-HEFA seront donc essentiellement pilotés par de futures mesures incitatives qui déplaceront le marché, de manière significative, du secteur routier vers le secteur aérien.

L'enjeu de ces mesures est d'augmenter le facteur de sélectivité du kérosène effectivement commercialisé de moins de 1 % aujourd'hui jusqu'à 50 % dans le futur afin de satisfaire 3 % à 5 % du besoin aérien.

Ceci constitue un arbitrage sociétal majeur entre les secteurs économiques liés au transport aérien, maritime et routier. La faible substituabilité du kérosène dans le secteur aérien et l'électrification du transport routier donne une base rationnelle à l'augmentation importante de la sélectivité kérosène dans les biocarburants HEFA.

La production de SAF par fermentation

La voie biochimique pour la production de SAF repose sur la fermentation des sucres tirés de la biomasse et est dénommée à l'international « ATJ » pour « *Alcohol to Jet* ». Cette voie est labélisée par l'ASTM pour les carburants ATJ produits à partir d'éthanol et d'isobutanol. Les développements en cours impliquent une variété large de procédés et de types d'alcool.



La production de bioéthanol s'élève à 5 Mt en Europe et 1 Mt pour la France (2019).

À l'échelle mondiale, la production de biocarburants s'établit à 125 Mt en 2019. La part mondiale de bioéthanol est de 85 Mt, dont 50 Mt aux États-Unis. Les intrants sont majoritairement la mélasse de betterave en Europe et le maïs aux États-Unis (la part du maïs est de 64 % à l'échelle mondiale). La voie biochimique repose donc à ce jour massivement sur des carburants de première génération dont le rôle sur le prix des denrées alimentaires et sur la déforestation fait l'objet de critiques croissantes.

La directive européenne RED II/2018 a sur ce point opéré un changement de paradigme en prescrivant une décroissance de la contribution des carburants de première génération jusqu'à 0 % d'ici 2030. Dès lors, pour se développer en Europe, la voie ATJ va devoir reposer sur des procédés dits de deuxième génération, car utilisant la matière lignocellulosique.

Le procédé pour produire un carburant ATJ de deuxième génération (ATJ/2G) au sens de la directive RED II comporte alors trois étapes :

- étape 1 : après un prétraitement de la biomasse lignocellulosique destiné à rendre la cellulose accessible, coûteux sur le plan énergétique, les polymères de cellulose sont cassés en molécules de glucose ;
- étape 2 : les molécules de glucose sont soumises à fermentation et produisent de l'alcool ;
- étape 3 : l'alcool est transformé en carburant par distillation.

L'étape 2 est au cœur de la production des carburants de première génération et est donc largement maîtrisée sur le plan des productions industrielles de grande échelle.

L'étape 3 dispose aussi d'une grande maturité industrielle. Elle se déroule dans des raffineries moyennant quelques adaptations. La voie ATJ/2G est de ce fait attractive pour les industriels de la pétrochimie.

L'étape 1 est limitante dans la conversion de la biomasse lignocellulosique en carburant. Les nombreuses thèses récentes sur la conversion de matière lignocellulosique en alcool montrent à la fois l'intérêt du sujet, mais aussi le besoin de maturation avant que la voie ATJ/2G puisse prétendre à une montée en échelle industrielle.

Du fait de sa structure, la cellulose est très résistante et insoluble dans la plupart des solvants conventionnels. Sa dépolymérisation en glucose est donc un verrou



majeur qui fait l'objet de nombreux développements préindustriels. Un certain nombre d'unités pilotes existent, à l'échelle démonstrateur (notamment Futurol et Iogen) ou industrielle.

Les voies historiques d'hydrolyse de la cellulose mobilisaient des acides et présentaient de nombreux inconvénients à l'échelle industrielle. L'hydrolyse enzymatique est aujourd'hui la voie de référence. Son développement industriel à grande échelle passe par l'amélioration des rendements et des vitesses cinétiques (par l'utilisation de catalyseurs et/ou de milieux non conventionnels), et enfin par la minimisation du coût des cultures enzymatiques.

La transformation de la cellulose en alcool est donc un premier facteur limitant pour le développement rapide des ATJ/2G, étant entendu que les efforts en cours amèneront cette technologie à pleine maturité dans les deux décennies.

Sur le plan économique, les ATJ/2G seront plus coûteux que les ATJ/1G. Ils ne pourront se développer que dans un cadre réglementaire excluant les carburants de première génération, tel que celui mis en place en Europe. La situation pourrait donc être différente dans les autres parties du monde, et notamment aux États-Unis, posant ainsi des questions complexes d'équité réglementaire dans la compétition commerciale.

Mais, au-delà des questions de maturité technologique et d'économie, la voie ATJ/2G présente une deuxième limitation plus structurelle.

La part massique de la cellulose est de l'ordre de 50 % pour le bois et 35 % pour les pailles et herbes, le complément étant porté par l'hémicellulose, la lignine et des minéraux.

La formule moyenne de la biomasse étant $C_6H_9O_4$, le part massique de carbone dans la biomasse est donc de $\frac{72}{145} = 50 \%$.

D'autre part, la formule de la cellulose étant $(C_6H_{10}O_5)_n$, le rapport massique entre le carbone et la cellulose est de $\frac{72}{162} = 44 \%$.

La proportion de cellulose dans le bois étant de 50 %, un procédé ATJ/2G ne pourra pas valoriser plus de $50 \% * 44 \% = 22 \%$ de la masse de biomasse dans la matière initiale (au lieu de 50 % pour d'autres procédés). Si l'on considère des pailles et herbes, au plus 15 % de la masse de carbone initiale pourrait être valorisée dans les procédés ATJ/2G.



Un procédé thermochimique du type gazéification et Fischer Tropsch peut valoriser 50 % du carbone de la biomasse utilisée (sans apport d'hydrogène), soit 2 fois plus qu'un procédé ATJ/2G.

On voit donc que, pour la biomasse lignocellulosique, la voie biochimique devra consommer 2 à 3 fois plus de biomasse par rapport à la voie thermochimique pour le même service fourni.

Bien sûr, il convient de prendre en compte les rendements technologiques qui dépendront de la maturité effective des différentes briques mise en œuvre dans les procédés biochimiques et thermochimiques. Néanmoins, à maturité, les efficacités technologiques respectives des procédés ATJ/2G et thermochimiques ne compenseront pas l'écart de principe d'un facteur 2 à 3 dans la consommation de biomasse.

La biomasse lignocellulosique est une matière précieuse et légitimement convoitée par de nombreux acteurs socioéconomiques. La technologie assurant la part majoritaire dans la production de SAF se devra d'assurer un usage optimal de la biomasse mobilisée. À ce titre, il est probable que la filière ATJ/2G ne se développe que dans des niches d'opportunité, sans apporter une contribution importante à la montée en échelle de la production de SAF.

La ressource de biomasse solide pour la production de SAF par les voies thermochimiques et biochimiques

Les procédés mobilisés par les voies thermochimiques et biochimiques ont une bonne maturité technologique, mais une expérience industrielle limitée.

En France, le démonstrateur BioTFuel et son évolution vers BioTJet permet de mûrir au niveau industriel la technologie gazéification + Fischer-Tropsch ; le procédé commercial Futurol de production d'éthanol lignocellulosique est une première étape de valeur vers la production de SAF dit « alcohol-to-jet ».

Les ressources en biomasse associées sont définies dans la partie A de l'annexe IX de la directive RED II. Elles concernent notamment :



- la biomasse agricole : les effluents d'élevage, les résidus de cultures, les cultures intermédiaires, des cultures dédiées pérennes, l'agroforesterie...
- les résidus de la sylviculture et de la filière bois ;
- Les déchets municipaux, les déchets industriels impropres à un usage dans la chaîne alimentaire.

Dans son étude d'impact pour la proposition ReFuelEU, la Commission anticipe pour 2050 un niveau de disponibilité, pour la bioénergie, égal à 255 Mtep/an et un taux de prélèvement pour le secteur de l'aviation égal à 10 %, soit 25 Mtep de bioénergie mobilisable pour la production de SAF par les voies thermo/biochimiques. Toujours en 2050, la proposition réglementaire ReFuelEU vise une couverture minimale de 35 % du besoin aérien (50 Mt) par les technologies bioSAF, soit 17,5 Mt de bioSAF. Pour concilier la disponibilité en bioénergie et l'objectif de production visé, il faut que le rendement de conversion de la bioénergie aux biocarburants soit de 100 % et que la sélectivité de la coupe kérosène dans le biocarburant soit de 70 %.

En cohérence avec l'étude d'impact de la proposition ReFuelEU, on retiendra les éléments dimensionnant suivants :

Le taux de prélèvement de la bioénergie au profit du secteur de l'aviation est 10 %. Ce taux de prélèvement relève par nature d'un arbitrage sociétal et doit être considéré comme un objectif et non une donnée d'entrée.

Le rendement de conversion de la bioénergie en biocarburant pour les procédés thermo/biochimiques doit être proche de 100 % permettant de valoriser au maximum la biomasse disponible. Ceci implique un ajout important d'hydrogène dans les procédés pour établir le bon ratio entre l'hydrogène et le carbone. Selon la terminologie adoptée dans ce document, il s'agit donc de considérer des e-bioSAF (avec un rendement de conversion de la bioénergie en biocarburant proche de 100 %) et non pas des bioSAF (avec un rendement de conversion inférieur à 50 %).

La sélectivité en kérosène dans le biocarburant est de 60 %, (cf Annexe technique n°2).

Avec un ratio de bioénergie de 0,45 tep par tonne de biomasse sèche, la chaîne de rendement idéalisée est la suivante :



Chaîne de rendement idéalisée	
Voie bioSAF	Voie e-bioSAF
1 tonne de biomasse sèche \approx 0,45 tep de bioénergie)	1 tonne de biomasse sèche \approx 0,45 tep de bioénergie
↪ 0,22 tonne de biocarburant sans apport H ₂ (rendement de conversion 50 %)	↪ 0,45 tonne de biocarburant avec apport H ₂ (rendement de conversion 100 %)
↪ 0,135 tonne de bioSAF (sélectivité 60 %)	↪ 0,27 tonne de e-bioSAF (sélectivité 60 %)
Rendement de conversion : bioSAF/bioénergie : 30 %	Rendement de conversion : e-bioSAF/bioénergie : 60 %

Tableau 7. Chaîne de rendements de la biomasse au SAF pour les voies thermo/biochimiques

Sur ces bases, il est maintenant possible d'examiner jusqu'à quel niveau la France peut satisfaire son besoin en SAF avec un taux de prélèvement de 10 % de la bioénergie disponible au sens de la partie A de l'annexe IX de la directive RED II.

Dans le cadre de la SNBC, 450 TWh (39 Mtep) de bioénergie seraient disponibles en 2050. En appliquant les hypothèses prises dans l'étude d'impact ReFuelEU, soit un taux de prélèvement de 10 % pour la production de SAF, la France mobiliserait 4 Mtep de bioénergie, soit 9 Mtbs de biomasse sèche, pour la production de SAF. Le potentiel physique de production d'e-bioSAF en France serait alors de 2,4 Mt.

Une étude²¹ de France Stratégie conclut que le potentiel agricole annoncé à 250 TWh dans la SNBC est plus probablement proche de 150 TWh, réduisant ainsi le potentiel de bioénergie de 100 TWh (soit -9 Mtep). Avec cette réduction, le potentiel français de bioénergie s'établit à 30 Mtep. Pour la production de SAF, la France mobiliserait alors 3 Mtep de bioénergie, nécessitant 6,7 Mtbs de biomasse sèche. La France disposerait d'un potentiel physique de production d'e-bioSAF de l'ordre de 1,8 Mt. La concrétisation de ce potentiel consommera 6,7 Mtbs de biomasse sèche et un ajout d'hydrogène évalué dans le chapitre suivant.

L'étude ECV²⁴ déjà citée fournit un premier exercice d'évaluation des ressources lignocellulosiques collectées à ce jour et son évolution. Une addition brutale des différents gisements conduit à une centaine de Mt de biomasse. Néanmoins, cette conso-



Validation concerne des biomasses à finalités multiples : retour au sol avec ou sans compostage, recyclage sous forme de matériaux et enfin bioénergie. Avec un taux de prélèvement au profit des SAF inférieur à 10 %, la quantité de SAF envisageable est inférieure à 2,7 Mt. L'évaluation d'un potentiel de production égal à 1,8 Mt d'e-bioSAF n'est donc pas incohérente avec l'étude ECV.

La logistique de collecte de la biomasse peut significativement limiter l'accès à cette ressource et diminuer le potentiel de production des SAF à une valeur inférieure à 1,8 Mt .

Les enjeux de la collecte de biomasse

À titre d'illustration, la ressource forestière mobilisable pour la bioénergie²⁸ serait de l'ordre de 6 Mtep/an. Toujours en considérant un taux de prélèvement de 10 %, il serait possible de produire sur cette base 0,3 Mt d'e-bioSAF. Mais sur les treize régions françaises, seules trois disposent d'une biomasse forestière dont la densité dépasse 25 t/km² et 7 dépassent 20 t/km². Dans une région à 25 t/km², une installation de production de 0,2 Mt d'e-bioSAF nécessiterait 0,75 Mtbs, soit un disque de collecte de 100 km de rayon. Le coût économique comme environnemental de la collecte est donc dimensionnant et peut devenir limitatif dans la pratique.

Les déchets municipaux sont une source de biomasse qui présente l'avantage de déjà bénéficier d'un circuit de collecte et de volumes importants dans les régions très urbanisées. Il faut par exemple considérer la zone Paris plus sa petite couronne pour obtenir une ressource en bioénergie de 0,4 Mtep^a, permettant la production de 0,24 Mt de SAF si elle était dévolue à cet unique objectif. Là encore, le potentiel peut être limité par le faible nombre de sites à forte concentration de biomasse.

^a La production annuelle de déchets municipaux en France est de 530 kg/habitant, dont 150 kg/habitant sont fermentescible. Avec 7 millions d'habitants, Paris et sa petite couronne produisent 1 Mt de biomasse, soit 0.4 Mtep de bioénergie.

Les investissements industriels se concentreront dans les régions où la collecte de la biomasse est la moins coûteuse. De ce fait, l'ensemble du potentiel physique de production évalué ci-dessus à 1,8 Mt pourrait ne pas être concrétisé. Seules des études locales permettront de déterminer la viabilité des processus de collecte.



Synthèse du potentiel de production de SAF à partir de la biomasse pour la France

L'incertitude sur le potentiel de bioénergie, en France comme ailleurs, est importante du fait i) d'une incertitude sur l'évolution de la biomasse mobilisable, ii) du taux de prélèvement au profit des SAF, et iii) de la logistique de collecte dont la viabilité dépend des réalités locales.

La voie oléochimique (SAF-HEFA) permet une première accélération de la production de SAF jusqu'à un potentiel maximum de 0,25 Mt/an, soit 2,5 % du besoin 2050. La concrétisation de ce potentiel passe par des mesures incitatives permettant de déplacer très significativement le marché vers le secteur de l'aviation au détriment du secteur routier.

Pour les voies thermo/biochimiques, avec un taux de prélèvement de 10 % de la bioénergie au profit des SAF (en cohérence avec les éléments adoptés par la Commission dans son étude d'impact ReFuelEU), avec une ressource nationale en biomasse de 67 Mtbs, avec un rendement de conversion de la bioénergie en biocarburant de 100 % et une sélectivité kérosène de 60 %, le potentiel de production annuelle en e-bioSAF de l'ordre de 1,8 Mt. Le critère d'une collecte viable pourrait réduire significativement ce potentiel.

Avec les hypothèses prises dans les paragraphes précédents, le potentiel de production en France, cumulé en SAF-HEFA et e-bioSAF, s'établirait à 2 Mt/an, soit 20 % de la consommation.

Comparé à la trajectoire du besoin, ce potentiel de production plafonnera dans la période 2030-2035, date à partir de laquelle la production de carburant de synthèse e-SAF devra prendre le relais de croissance.

Il est important de noter que, si l'incertitude sur le potentiel de production de SAF à partir de la biomasse est significative, son impact sur la date de transition à partir de laquelle le relais doit être pris par les carburants de synthèse est faible. Ceci résulte de l'accélération du besoin (0,5 Mt en 2030 et 2 Mt en 2035).

Les incertitudes de natures techniques (par exemple la connaissance du potentiel de bioénergie, les opportunités locales de collecte viables et les rendements de conver-



sion) seront progressivement levées par le retour d'expérience. Par contre, l'incertitude sur le taux de prélèvement de la bioénergie au service de la production de SAF est plus structurelle. **Il revient aux politiques publiques de fixer un cadre stable dans la durée pour limiter le facteur de risque associé à la disponibilité de la biomasse et permettre ainsi les investissements et le déploiement industriels à grande échelle.**

Compte tenu de l'incapacité de la biomasse à assurer seule la croissance de la production de SAF au-delà de 2030-35 et des incertitudes importantes qui pèsent sur la disponibilité de la biomasse, il est important d'engager au plus tôt la montée en échelle industrielle des technologies synergiques propres aux e-bioSAF et aux carburants de synthèse e-SAF.

Le besoin en électricité des voies e-bioSAF et e-SAF

Le Chapitre III a montré que la biomasse est une ressource précieuse et objet de compétitions entre les secteurs économiques. Il convient donc de maximiser son rendement de conversion par sa transformation en e-bioSAF. Ceci nécessite l'apport d'hydrogène qui, lui-même, mobilise une nouvelle ressource critique : l'électricité bas carbone.

Par ailleurs, le Chapitre III a aussi permis de conclure que les carburants de synthèse « e-SAF » devront, au plus tard à l'horizon 2035, prendre le relais de croissance dans la production de SAF. Ceci mobilisera des quantités considérables de carbone extrait du CO₂ de l'air et d'hydrogène extrait de l'eau par électrolyse. La ressource critique est plus que jamais ici l'électricité bas carbone.

Ce chapitre évalue le besoin en électricité pour la production d'e-bioSAF et d'e-SAF. Pour ce faire, il est nécessaire de se donner un procédé technologique et d'en examiner les flux de matières et d'énergie.

Au premier ordre, le bilan énergétique est déterminé par les bilans enthalpiques des réactions chimiques mobilisées dans un procédé et, dans cette « limite à rendement parfait », tous les procédés présenteront le même bilan énergétique dès lors qu'ils ont les mêmes états initiaux et finaux. Sur cette base, les rendements technologiques effectifs des différents procédés envisageables conduiront à des performances différentes. Néanmoins, à maturité technologique, les différents procédés devraient s'approcher des rendements parfaits.

Les procédés considérés dans ce chapitre relèvent de la voie thermochimique, avec une combinaison gazéification plus Fischer-Tropsch pour la production d'e-bioSAF et une combinaison « *Direct Air Capture* » plus Fischer-Tropsch pour la production de e-SAF.

Briques technologiques et procédé intégré

De nombreuses recherches sont dévolues à l'optimisation de procédés ou de briques technologiques pour la production de carburant durable. Mais l'agenda de décarbonation impose de considérer les briques technologiques a minima en voie d'industrialisation pour viser un déploiement à grande échelle dès le début de la prochaine décennie.

On considèrera ici les briques technologiques matures suivantes :

- 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.

En complément, on envisagera des technologies en phase d'industrialisation compte tenu de leur importance :

- la brique « Direct Air Capture – DAC – » pour l'extraction du CO₂ de l'air ;
- l'électrolyse à haute température – EHT – pour la production d'hydrogène et éventuellement du CO.

Avec ces briques technologies, on peut évaluer le procédé suivant avec trois variantes pour la production du syngaz :

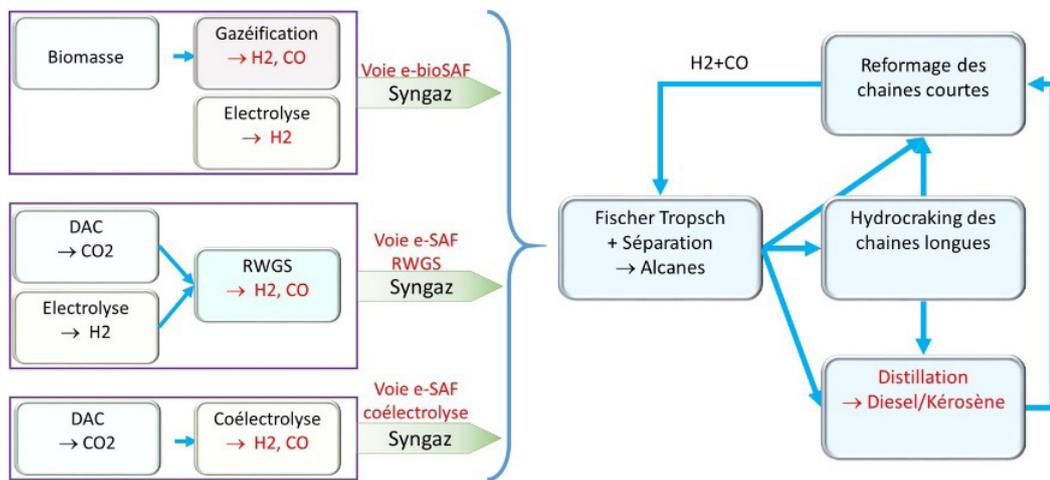


Figure 7 : Schéma procédé pour la production d'e-bioSAF ou e-SAF par la voie thermo-chimique

L'intégration du procédé est ici un enjeu premier pour la viabilité économique, voire la faisabilité, des projets. En effet, le rendement effectif du procédé dépend au premier



ordre du rebouclage des flux de matière et de chaleur, rendement qu'il s'agit maintenant d'évaluer.

La limite des rendements parfaits

Il est utile d'évaluer en première étape les grandeurs énergétiques impliquées dans le procédé à la limite des rendements parfaits, tels que résultant directement des bilans enthalpiques des différentes réactions impliquées. Outre sa valeur illustrative, cet exercice détermine au premier ordre l'efficacité globale du procédé; les rendements technologiques dégraderont cette efficacité, mais au deuxième ordre pour les procédés à maturité.

Sans surprise, à la limite des rendements parfaits, le coût énergétique de production du syngaz est indépendant de la voie réactionnelle choisie.

On peut illustrer les quantités à mettre en jeu par un cas d'école : la synthèse de l'octane par un procédé de coélectrolyse + Fischer Tropsch (EHT/FT) et par un procédé RWGS + Fischer Tropsch (RWGS/FT). Les quantités suivantes sont normalisées à la production de 1 kg d'octane :

- pour la voie e-SAF/coélectrolyse, il faut électrolyser 0,3 kg d'hydrogène (soit 17 moles H₂ par mole d'octane) et 2 kg de CO à partir de 3 kg de CO₂; le coût cumulé de l'électrolyse du CO et de H₂ est de 15,5 kWh.
- pour la voie e-SAF/RWGS, il faut électrolyser 0,44 kg d'hydrogène (25 moles d'H₂ par mole d'octane) et mobiliser 3 kg de CO₂; le coût de l'électrolyse de H₂ est de 15,5 kWh.

La combustion d'un kg d'octane délivrant 12,3 kWh, le rendement est $\frac{12,3}{15,5} = 80\%$, identique pour les procédés RWGS/FT et EHT/FT à la limite des rendements parfaits.

La combustion d'un kg d'octane délivrant 12,3 kWh et la production du syngaz CO+H₂ en amont du FT coûtant 15,5 kWh/kg octane, le rendement du procédé est de 80 %, identique pour les procédés RWGS/FT et EHT/FT.

Il est donc inutile de différencier les procédés RWGS et coélectrolyse à l'ordre 1. Seules des réalités technologiques contingentes pourront à l'ordre 2 pousser les projets dans l'une ou l'autre des directions. Mais à l'issue des processus de maturation industrielle, les deux voies devraient être également compétitives.



La réaction FT est exothermique et fournit 3,2 kWh/kg_{octane}, soit 20 % de l'énergie injectée (le reste allant dans le carburant). Même à la limite des rendements parfaits, 20 % de l'énergie injectée se retrouve en chaleur dégagée par la brique FT. Il s'agit donc de valoriser cette chaleur dans le procédé par une intégration soigneusement optimisée des flux énergétiques.

Les technologies en phase d'industrialisation

La production par électrolyse de l'hydrogène requiert 33,3 kWh/kgH₂. L'accès à l'hydrogène commercial est souvent valorisé à 55 kWh/kgH₂ compte tenu des opérations intermédiaires de changement d'état, de stockage, de transport, de fuites, etc.

L'intégration du procédé est ici encore un élément clef. Dans une installation intégrant production et consommation d'hydrogène, le coût énergétique de l'hydrogène est lié au seul rendement des électrolyseurs (refroidissement compris), soit²⁹ :

- pour la technologie PEM en 2030 : 48 kWh/kgH₂, soit un rendement de 69,4 % ;
- pour la technologie SOEL en 2030 : 37 kWh/kgH₂, soit un rendement électrique de 90,1 % nécessitant un apport en chaleur de 8 kWh/kgH₂.

Même si la technologie SOEL est en cours de maturation industrielle, elle est rendue nécessaire par l'obligation de valoriser la chaleur produite (20 % de l'énergie investie) par la réaction Fischer-Tropsch.

Par ailleurs, le coût thermodynamique de l'extraction d'une tonne CO₂ dans un gaz porteur est respectivement de 490 MJ, 180 MJ et 20 MJ, si la concentration du CO₂ est de 400 ppm (air), 10 % (effluents industriels) et 90 % (purification du biogaz)^k.

À ce jour, la consommation énergétique des installations DAC est comprise entre 7 à 10 GJ/tCO₂ dont les ¾ de chaleur. La performance actuelle des DAC est donc 15 à 20 fois le coût minimal thermodynamique. Les performances de la brique DAC pourraient bénéficier d'améliorations significatives avec la maturation industrielle.

k cf. Annexe 1.



Coût énergétique pour la production de carburant e-SAF

La réaction exothermique FT permet d'alimenter en chaleur l'électrolyse EHT pour obtenir un rendement proche de 100 %. Une autre partie de la chaleur disponible dans le procédé peut contribuer à la capture de CO₂^l. En s'appuyant sur des études de procédé récentes³⁰, le rendement du procédé^m pourrait atteindre 55 % pour un rendement EHT de 90 % (et 60 % pour un rendement EHT de 100 %).

Un tel niveau de performance repose sur l'emploi d'une électrolyse à fort rendement accompagné d'un effort poussé d'optimisation des flux de chaleur par l'intégration système. Ceci milite pour le déploiement d'installations intégrant sur un même site les fonctions de capture du CO₂, de production d'hydrogène par électrolyse EHT et de production par FT des carburants liquides.

L'atteinte d'un rendement supérieur à 50 %, entre l'électricité consommée et l'énergie des carburants produits, nécessite une politique volontariste de maturation et de déploiement industriel à l'échelle GW avec :

- des installations Fischer-Tropsch dont l'intégration est optimisée vis-à-vis des flux de chaleur;
- des technologies EHT d'électrolyse ou de coélectrolyse à haute température performante (rendement de 90 % et plus).
- des technologies DAC; il est raisonnable de considérer que leur déploiement en masse s'accompagnera d'une amélioration continue de leur performance, non prise en compte ici. Une amélioration des rendements d'extraction par un facteur 2 permettrait d'alimenter à la fois les fonctions EHT et DAC par la chaleur produite par la fonction FTⁿ.

Une telle politique industrielle est ambitieuse, mais il est important de noter qu'aucune solution, à l'échelle du besoin, n'offrira de chemin significativement plus simple.

La sélectivité en kérosène dépend de l'optimisation du système global et notamment du rebouclage des différents flux. Ainsi, en utilisant à la fois une étape d'hydrocra-

^l L'énergie nécessaire à la capture de CO₂ est égale à 1,8 GJ électrique et 5,4 GJ thermique, soit un total de 7,2 GJ conforme à l'état de l'art présent de la société Climeworks.

^m Le rendement est ici le rapport entre la valeur énergétique du carburant durable produit (quelle que soit sa composition) et l'énergie électrique pour le produire.

ⁿ La consommation énergétique d'une installation DAC est aujourd'hui à 75 % liée à un besoin en chaleur. Dans la simulation de procédé référencée 29, après avoir alimenté en chaleur l'électrolyse à haute température, la réaction FT dispose encore d'un excédent de chaleur suffisant pour couvrir 67 % des besoins de l'installation DAC. On voit donc qu'un progrès d'un facteur 2 sur la chaleur nécessaire à l'extraction du CO₂ de l'air suffirait à rendre l'installation de production de SAF autonome en chaleur.



quage des chaînes longues et de reformage des chaînes courtes, il est possible d'optimiser le procédé en faveur de la production de kérosène.

Une autre stratégie est possible. Un réacteur Fischer-Tropsch peut être optimisé pour maximiser la production de chaînes longues avant d'alimenter une phase d'hydrocraquage permettant une sélectivité maximale sur les chaînes du type diesel et kérosène. Des sélectivités de 75 % à 85 % ont ainsi été obtenues sur les chaînes diesel/kérosène dont les 2/3 en kérosène et 1/3 en diesel (cf. annexe 2). Sur cette base, on peut envisager une sélectivité en kérosène de 60 %.

En résumé, pour une installation optimisée pour la production d'e-SAF, un rendement électrique de 55 % et avec une sélectivité de 60 % peuvent être envisagés. Ainsi, une énergie électrique de l'ordre de 37 MWh permettra de produire 1 tonne d'e-SAF et 0,67 tonne d'e-diesel.

Coût énergétique pour la production de carburant e-bioSAF

L'apport énergétique nécessaire à la production d'e-bioSAF est bien sûr réduit par le contenu énergétique de la biomasse.

L'encart ci-après illustre l'efficacité d'un ajout d'hydrogène en termes d'économie de la biomasse. À production de carburant donnée, chaque tonne d'hydrogène exogène ajoutée permet d'économiser 16 tonnes de biomasse.

Le coût énergétique d'une tonne d'hydrogène est inférieur à 40 MWh si les meilleures technologies sont mobilisées et si la production d'hydrogène est pleinement intégrée au procédé (de telle sorte à minimiser les étapes et transformations intermédiaires).

Le contenu énergétique d'une tonne de biomasse sèche est de l'ordre de 0,45 tep, soit 5,2 MWh.

L'apport d'une tonne d'hydrogène exogène coûtera 40 MWh et économisera donc 83 MWh de biomasse.

Effet de l'ajout d'hydrogène

En considérant un modèle rustique (cf. Annexe 3), la simple conservation massique du carbone et de l'hydrogène montre que sans apport d'hydrogène le rendement de conversion énergétique de la bioénergie en carburant est inférieur à 40 % alors qu'il monte à 100 % avec un apport en hydrogène dont la masse est de 17,9 % de la masse du carburant. La masse de biomasse à mobiliser pour produire 1 tonne de carburant décroît de plus d'un facteur 2 grâce à cet apport d'hydrogène :

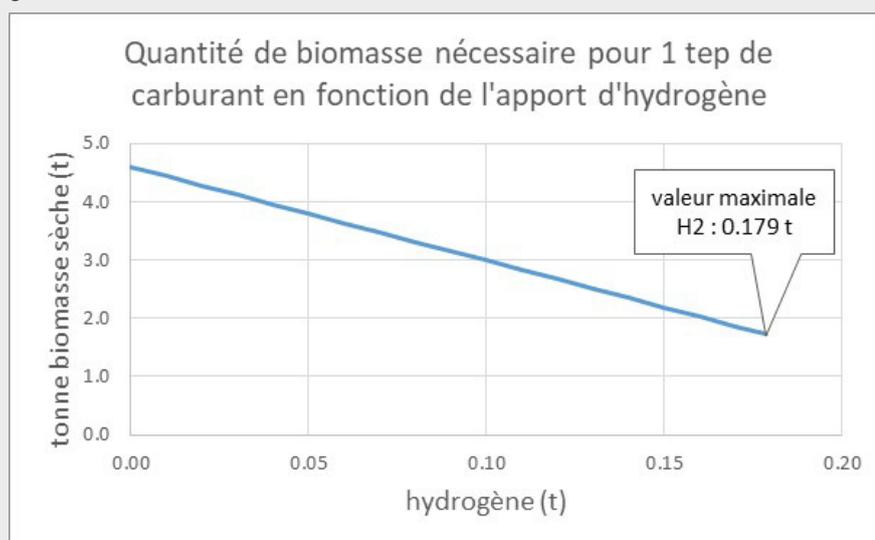


Figure 8 : L'injection d'hydrogène diminue la consommation de biomasse par unité de biocarburant produite.

Même si le résultat ci-dessus sera modulé par des calculs plus réalistes, le gain énergétique d'un facteur 2 grâce à l'apport d'hydrogène montre l'importance et la priorité qu'il faut donner à l'ajout d'hydrogène exogène dans les procédés thermo-chimiques pour une décarbonation efficace du transport aérien.

On retient ici (cf. Annexe 3) que l'ajout d'une masse d'hydrogène égale à 15 % de la masse de carburant produit permet d'extraire 0,45 tep par tonne de biomasse sèche. Sur cette base, avec un peu moins de 40 MWh par tonne d'H₂ et une sélectivité en kérosène de 60 %, le coût électrique pour la production de 1 tonne d'e-bioSAF est donc 10 MWh.



En résumé, avec une installation optimisée pour la production d'e-bioSAF, on aura quantitativement une consommation énergétique de 40 MWh/tH₂ et, avec une sélectivité kérosène de 60 %, la production d'une tonne d'e-bioSAF mobilisera 0,25 tH₂ (soit de l'ordre de 10 MWh en électricité) et 3,6 tonnes de biomasse sèche (soit 1,6 tep de bioénergie).

Des puissances installées d'électrolyseurs de plusieurs GW

De l'ordre de 80 % du besoin en électricité est justifié par l'électrolyse. En considérant une fourchette de rendements 80 % à 90 % pour l'électrolyse à haute température et un facteur de charge dans la fourchette 70 % à 80 %, il faudra de l'ordre de 1,5 GW d'électrolyseurs par tranche de 10 TWh d'électrolyse.

Ainsi, la puissance installée en électrolyseurs à haute température sera d'un peu moins de 5 GW (avec un rendement de 90 % et un facteur de charge de 80 %) pour un site industriel produisant 1 Mt d'e-SAF et 0,67 Mt d'e-diesel par an.

Synthèse des besoins en électricité pour les voies e-bioSAF et e-SAF

Dans un contexte où à la fois la biomasse et l'électricité bas carbone dédiées à la production de SAF sont des ressources limitées qui dimensionneront le développement des SAF, il s'agira d'optimiser la proportion entre e-SAF et e-bioSAF sur la base :

- d'une consommation électrique de 37 MWh par tonne d'e-SAF ;
- d'une consommation électrique de 10 MWh et de 3,6 tonnes de biomasse sèche (soit 1,6 tep de bioénergie) par tonne d'e-bioSAF.

Pour chaque tonne d'e-SAF ou e-bioSAF ainsi produite, 0,67 tonne de diesel et naphta seront coproduits. Choisir la meilleure combinaison bioénergie/électricité pour la production de SAF revient à sélectionner une région d'intérêt dans la figure suivante :

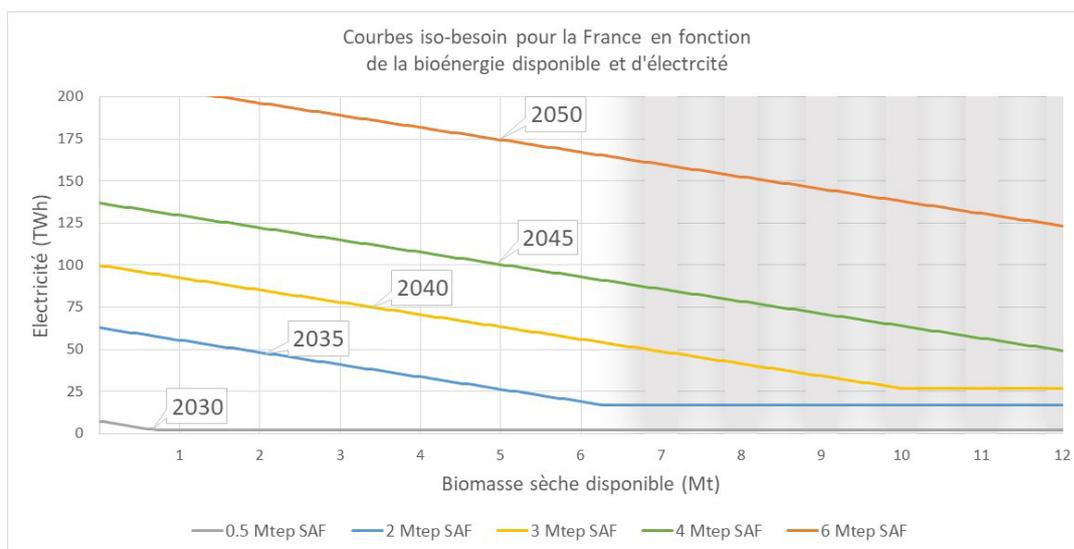


Figure 9 : Chaque courbe traduit un objectif quantitatif de SAF. Les points dans la zone grisée impliquent une mobilisation de la bioénergie au profit du seul secteur de l'aviation supérieure à 10 % de la bioénergie disponible. Lorsque la bioénergie est suffisante, le besoin en SAF (moins la contribution oléochimique) est satisfait par les procédés e-bioSAF. Lorsque la bioénergie est insuffisante, le besoin résiduel est satisfait par les procédés e-SAF

La figure 9 exprime une vision système nécessaire à l'établissement d'une stratégie de pilotage entre consommation de bioénergie et consommation d'électricité :

La mobilisation de 50 TWh/an électriques et 6,7 Mt de biomasse sèche permettrait de satisfaire le besoin en SAF pour 2040, soit 3 Mt de SAF (30 % de la consommation en kérosène). La puissance installée en électrolyseur à haute température est de l'ordre de 1,5 GW par tranche de 10 TWh.

Si seulement la moitié de cette biomasse était disponible, il faudrait consacrer 75 TWh/an d'électricité à la production de SAF.

En 2050, le besoin en électricité pour couvrir 60 % de la consommation serait de l'ordre de 170 TWh, à mettre en regard d'un probable doublement de la production d'électricité à cet horizon (soit 1 000 TWh).

Le défi est alors d'identifier une ressource électrique de plusieurs dizaines de TWh bas carbone dans la prochaine décennie.

La disponibilité en France d'électricité bas carbone

Avec la Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE³¹) et le rapport de RTE « futurs énergétiques 2050 » publié fin 2021⁷, la production d'électricité française bénéficie d'un cadrage sur le court terme et de scénarios prospectifs à long terme. Des décisions lourdes sont cependant encore nécessaires pour fixer concrètement cette trajectoire. Ces décisions modifieront en profondeur le mix au-delà de 2040 pour permettre l'électrification massive de l'économie.

Avant 2040, par effet d'inertie, la structure du mix est connue et n'est pas dimensionnée pour accueillir un volume important de nouvelles applications électrointensives, notamment liées à la production d'hydrogène. Le lancement effectif d'une industrie de production de SAF, à l'échelle du besoin, doit donc être réalisé sur la base d'un mix électrique essentiellement dimensionné sur la consommation présente.

Un mix électrique décarboné, équilibré entre une base pilotable et des capacités intermittentes, solaires et éoliennes, présente l'avantage d'une robustesse en exploitation du fait de sa base pilotable et d'une diversification significative en termes de technologies électrogènes.

Mais un tel mix présente, en raison de l'ampleur croissante de sa production, une caractéristique nouvelle. Le dimensionnement du mix sur le pic de demande conjugué avec l'intermittence éolienne et solaire va générer des surcapacités de production dont le volume cumulé annuel est important, mais dont la disponibilité est inférieure à 100 %.

Dans quelle mesure cette « électricité à niveau de disponibilité limité » peut-elle devenir un produit viable techniquement et économiquement pouvant permettre le déve-

veloppement de nouvelles activités industrielles, et notamment pour la production de SAF?

Ce chapitre analyse la viabilité technique d'une stratégie de création d'un premier palier de production significatif de SAF à partir de cette «électricité à disponibilité limitée». Le chapitre suivant examinera la viabilité économique d'une telle stratégie.

Ampleur et caractéristiques du besoin en électricité pour la production de SAF

Les ordres de grandeur du besoin

Le chapitre précédent a établi le besoin en électricité en France et sur la prochaine décennie pour la production de SAF. Ce besoin dépend du niveau de biomasse effectivement mobilisée et bien sûr de la trajectoire imposée à cette production.

Le tableau suivant illustre le besoin en électricité pour la France dans deux situations. Dans la première, la biomasse mobilisée pour l'aviation atteint sa fourchette haute de 6,7 Mtbs et dans la deuxième elle stagne à une valeur 40 % plus basse, soit 4 Mtbs.

besoin en électricité		2030	2035	2040
biomasse mobilisée	6,7 Mtbs	2 TWh	17 TWh	51 TWh
biomasse mobilisé	4,0 Mtbs	2 TWh	34 TWh	71 TWh

pour une production SAF égale à	0,5 Mtep	2 Mtep	3 Mtep
---------------------------------	----------	--------	--------

Tableau 8.: Ordres de grandeur de la consommation électrique nécessaire dans la prochaine décennie en fonction de la biomasse disponible

Ce tableau pose l'ordre de grandeur du sujet. Pour répondre au besoin en SAF, il s'agira de dégager dans la prochaine décennie une ressource d'électricité en forte croissance, jusqu'à 10 % à 15 % de la production française actuelle (538 TWh en 2019).

Le niveau de décarbonation de l'électricité

L'électricité utilisée pour la production de SAF doit être profondément décarbonée. Une consommation de l'ordre de 37 MWh est nécessaire pour produire 1 tonne d'e-SAF et 0,67 tonne de diesel durable. L'intérêt de l'opération se mesure en comparant les émissions associées d'une part à la production de ces 37 MWh et d'autre part à la combustion de 1.67 tonne de carburant fossile, soit 6,9 tCO₂^o. L'empreinte carbone du mix électrique détermine alors le gain en émission carbone associé à la production d'e-SAF :

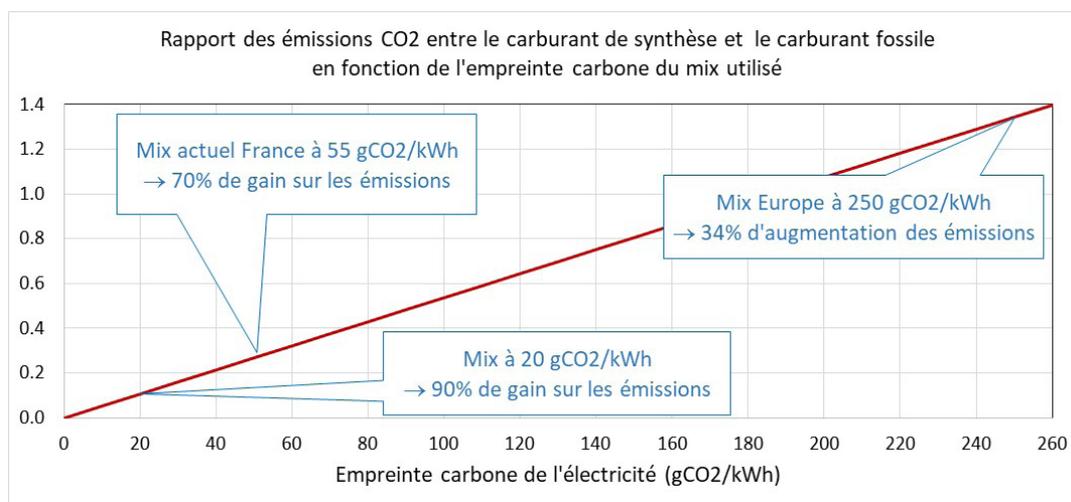


Figure 10 : Le gain sur les émissions carbone associé à la production de carburant de synthèse dépend fortement du mix électrique utilisé.

Les investissements considérables requis par la production d'e-SAF ne sont pertinents que si l'empreinte carbone de la ressource électrique utilisée est suffisamment faible. La figure 10 montre qu'une électricité à 20 gCO₂/kWh divise par 10 les émissions du kérosène.

Les évaluations qui suivent reposent sur l'exigence d'un mix dont l'empreinte est 20 gCO₂/kWh, permettant ainsi de réduire l'empreinte carbone des carburants d'un facteur 10, performance nécessaire pour atteindre un objectif de neutralité nette en 2050 et des coûts d'abattement viable.

o La combustion de carburant fossile génère 44 GJ/t et 94 gCO₂/MJ (ref. ⁹).

Compétition entre la production de SAF et la décarbonation du mix

La production d'e-SAF devra donc mobiliser des ressources électriques nécessairement à très faible empreinte carbone. Se pose alors la question du meilleur usage de cette électricité sur le critère de l'efficacité carbone. En effet, cette ressource électrique peut être utilisée soit pour la production d'e-SAF soit pour décarboner le mix électrique :

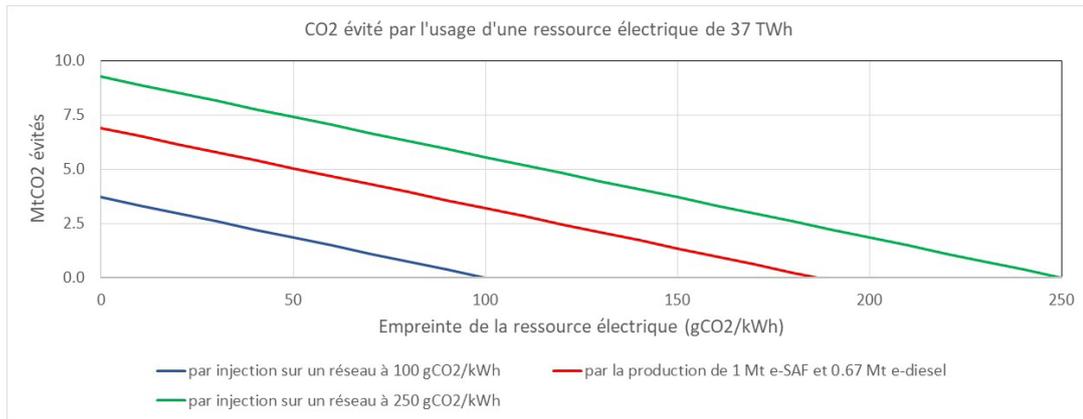


Figure 11 : La quantité de carbone évitée pour une ressource électrique d'empreinte carbone donnée dépend de son usage, i) la décarbonation d'un mix dont l'empreinte est 100 ou 250 gCO₂/kWh ou ii) la production de 1 Mt e-SAF et 0,67 Mt d'e-diesel.

La figure 11 montre qu'il est prioritaire de décarboner le mix électrique plutôt que de produire des e-SAF dans un mix dont l'empreinte est de 250 gCO₂/kWh, soit la valeur moyenne des émissions dans le mix européen actuel. Plus précisément, un carburant de synthèse produit avec une électricité à 190 gCO₂/kWh produira les mêmes émissions CO₂ que du carburant fossile.

Avec un mix à 55 gCO₂/kWh (respectivement à 20 gCO₂/kWh^p), la production de chaque tonne de e-SAF (accompagnée de 0,67 t d'e-diesel) permettra d'éviter 4,9 tonnes de CO₂ (respectivement 6,2 tonnes de CO₂). Grâce à son mix électrique décarboné, la France est d'ores et déjà en position d'assurer la production d'e-SAF présentant un impact positif sur les émissions de carbone.

^p Le mix français s'est établi en 2021 à 36 gCO₂/kWh



Hypothèse sur l'évolution du mix électrique français

Le scénario d'évolution pour le mix électrique français retenu ici repose i) sur la prolongation des réacteurs nucléaires jusqu'à 60 ans et ii) sur une croissance de la puissance installée éolienne et photovoltaïque cohérente avec les objectifs de la PPE.

Les conditions de réalisation d'un tel mix ne sont pas l'objet de ce rapport. Elles concernent l'obtention des autorisations de sûreté nécessaires, les décisions sur le renouvellement du parc nucléaire et une capacité nominale de déploiement de générateurs éoliens et solaires.

Le choix de ce scénario est justifié par le fait que seul un mix robuste pourra permettre de dégager des capacités permettant la production de SAF à hauteur du besoin dans la prochaine décennie. En cohérence, les évaluations suivantes sont menées sur la base du scénario N03, un des scénarios développés par RTE dans son étude sur les futurs énergétiques 2050³².

Le mix RTE/N03 est dimensionné pour assurer une demande du réseau en légère croissance et une production d'hydrogène de 0,5 MtH₂/an dans la prochaine décennie (1 MtH₂/an en 2050, soit 50 TWh). L'hypothèse retenue ici est que cette production d'hydrogène sera orientée vers la décarbonation des usages actuels de l'hydrogène par l'industrie (soit 0,9 MtH₂/an et 9 MtCO₂/an³³). Dans son dimensionnement, le mix RTE/N03 n'intègre donc aucune capacité dédiée à la production de SAF.

Dans son « scénario hydrogène+ »³⁴, RTE envisage à l'horizon 2050 une production électrique augmentée de 100 TWh pour satisfaire les besoins d'une économie de l'hydrogène (consommant alors 3 MtH₂/an). Une telle augmentation de la demande nécessitera en proportion un accroissement de la puissance installée nucléaire (+16 GW) ou solaire (+89 GW) ou éolienne (+54 GW terrestres ou 31 GW en mer), ou toute combinaison de ces moyens. Ces scénarios seront importants à considérer pour la décennie 2040 et au-delà.

L'analyse présente est focalisée sur la prochaine décennie avec pour objectif le lancement rapide et effectif de la filière industrielle SAF, à une échelle de 1 à 3 Mt/an. Ceci implique de déterminer la capacité électrique qui peut être mise à disposition de cette filière dans la période 2030-2040 sans requérir des générateurs électrogènes additionnels par rapport à la trajectoire N03 de RTE. En deçà de 2030, la cinétique de déploiement conduit à des besoins marginaux en électricité (2 TWh); au-delà de 2040, une augmentation de la capacité de génération électrique sera nécessaire.



Capacité du mix électrique français à soutenir la production de SAF jusqu'en 2040

Le mix est dimensionné pour satisfaire en priorité la demande du réseau des consommateurs. Du fait de son dimensionnement sur le pic de consommation et de sa composante intermittente importante, le mix présente des périodes de surcapacité significative par rapport au besoin du réseau. La question est alors de caractériser cette surproduction pour déterminer si elle offre des opportunités pour le lancement d'une filière industrielle SAF dans la prochaine décennie.

Si l'on veut capitaliser 100 % de la surcapacité, il faudra collecter tous les événements, y compris les plus intenses (situation de forte surproduction éolienne et solaire associée à une faible demande) et donc les plus rares ; ceci nécessitera une puissance installée importante pour les moyens technologiques de collecte de la surcapacité dont le facteur de charge sera donc faible. *A contrario*, on peut s'imposer un facteur de charge moyen annuel pour assurer la viabilité économique de ces moyens de collecte, par exemple 80 %, et calculer la « quantité d'électricité dont la disponibilité est supérieure à 80 % » et qu'il est alors possible de capitaliser.

Pour évaluer cette quantité, on se donne un modèle simplifié, résumé par le double encart ci-après, qui traite précisément de l'intermittence solaire et éolienne :



Caractéristique du mix électrique

La capacité de production électrogène est donnée par le scénario N03 de RTE :

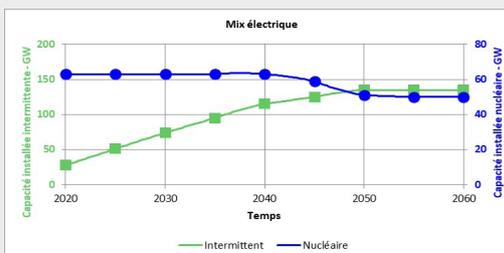


Figure 12 : Évolution des puissances installées, nucléaire et intermittente (c'est-à-dire éolienne plus photovoltaïque) dans le mix électrique RTE/N03

La variabilité horaire de la demande, de la production solaire et de la production éolienne est calée sur l'année 2019 (données ENTSO-e). Le calage sur une autre année n'a pas d'impact significatif pour cette analyse.

Lorsque la puissance intermittente est insuffisante, le réseau est alimenté par un système de compensation constitué de centrales à gaz et de piles à combustible qui apportent la flexibilité nécessaire. Les centrales à gaz sont domestiques ou étrangères, simulant ainsi la puissance apportée en pratique par l'importation.

À partir de 2030, l'appel aux centrales à gaz est limité par la contrainte carbone de 20 gCO₂/kWh. Au-delà de cette limite, le besoin résiduel de compensation est assuré par les piles à combustible alimentées par l'hydrogène produit par le mix électrique.

Effet d'une demande additionnelle en TWh

Pour tester la robustesse du mix électrique, on ajoute une demande E en TWh supposée liée à une nouvelle activité économique apte à valoriser sur la prochaine décennie une ressource électrique assurant un facteur de charge de 80 % à ses moyens de production.

Le profil de demande additionnelle est le suivant :

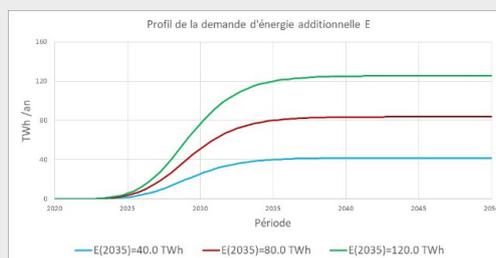


Figure 13 : profil de demande additionnelle

Le facteur de charge des moyens de collecte de l'énergie (par exemple, les électrolyseurs si l'activité concerne l'hydrogène) dépend alors de l'évolution du mix et de la demande additionnelle de TWh :

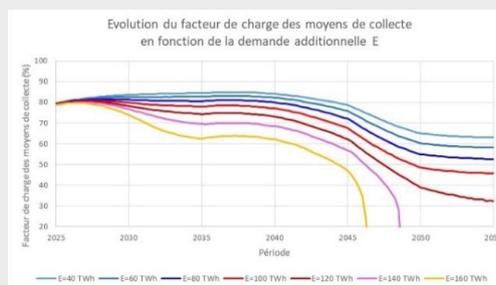


Figure 14 : Capacité du mix électrique à soutenir une demande additionnelle

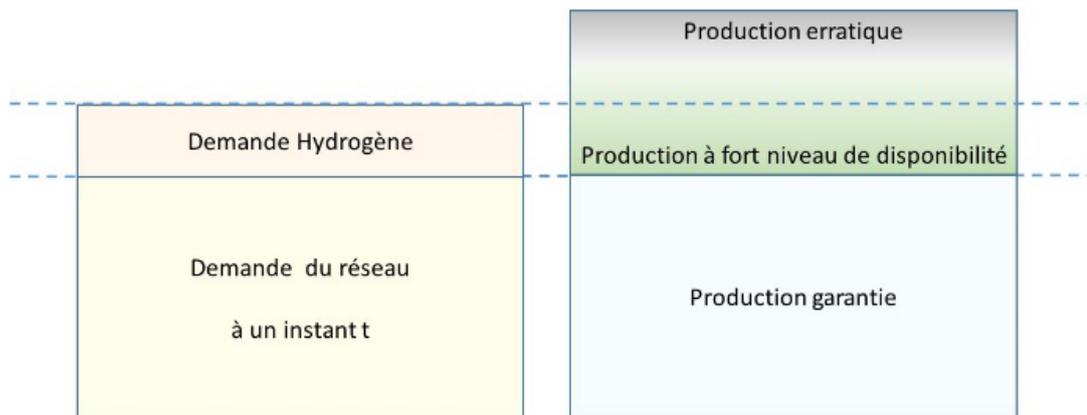
Dans l'encart ci-dessus, la demande additionnelle en TWh est alimentée par les épisodes de surcapacité après satisfaction des besoins du réseau des consommateurs. Lorsque cette demande additionnelle est trop importante, il faut mobiliser les événements de surproduction les plus rares, ce qui impose une augmentation de la puissance installée des moyens de collecte et un effondrement de leur facteur de charge (figure 14), jusqu'à éventuellement l'impossibilité d'assurer cette demande supplémentaire.

La forme des courbes de la figure 14 découle de l'évolution du mix électrique donnée par la figure 12. On voit clairement que la robustesse du mix ne pourra continuer à être assurée que si des capacités électrogènes additionnelles entrent en service après 2045 pour compenser les unités nucléaires arrivant à leur fin de vie.

La figure 14 répond à la question de la quantité d'électricité dont le facteur de disponibilité est de 80 % : jusqu'en 2040, de l'ordre de 80 TWh d'électricité peuvent être collectés par une activité économique acceptant un facteur de charge de 80 % pour ses moyens de production.

Un facteur de disponibilité au moins égal à 70 % jusqu'en 2040, permettrait de mobiliser 120 TWh au profit d'applications acceptant un tel facteur de charge de 70 % pour leurs moyens de production. Cependant, comme le montre la figure 14, le système présente une zone de bifurcation dans son comportement dans la zone 120 à 140 TWh. Cela témoigne d'une plus faible robustesse vis-à-vis des perturbations. Pour garantir une certaine robustesse, on retiendra qu'un volume de 100 TWh peut être envisagé avec une disponibilité supérieure à 70 %.

Cette ressource correspond au concept de « production à fort niveau de disponibilité ». Elle complète la notion de « production garantie » utilisée pour la satisfaction de la demande du réseau. Au-delà de ce volume de 80 TWh à 100 TWh dont la disponibilité est de 70 % à 80 %, on dispose d'une production encore significative qui peut être qualifiée d'erratique, car sa valeur économique diminue progressivement avec la baisse du taux de disponibilité.



Un tel résultat implique de maintenir sur la prochaine décennie un mix électrique robuste et largement décarboné, avec une durée de vie de 60 ans pour le parc nucléaire et une trajectoire pour l'éolien et le solaire prolongeant les engagements de la PPE. De nombreuses réalités adverses peuvent obérer ce scénario. Se pose alors la question



de la robustesse des résultats ci-dessus. Si la capacité nucléaire était réduite de 5 % (respectivement -10 %), à 80 TWh de demande additionnelle, le facteur de charge des moyens de collecte diminuerait de 4,7 % (respectivement -13 %). Pour une demande additionnelle de 100 TWh, pour les mêmes baisses de capacité, la perte de facteur de charge des moyens de collecte sera respectivement de 6 % et 16,5 %. Ceci montre un début de non-linéarité dans la réponse du système autour de 100 TWh.

La conjonction d'un mix déjà largement décarboné et d'un accroissement de la puissance installée intermittente, tout en conservant les capacités nucléaires à un niveau constant, permet à la France de disposer d'une opportunité stratégique de développement dans la prochaine décennie de nouvelles filières industrielles (production de SAF...) du fait d'une ressource de 80 TWh à 100 TWh dont le taux de disponibilité est de 70 % à 80 %.

Les électrolyseurs à haute température peuvent accepter un fonctionnement perturbé par la disponibilité de l'électricité. Ceci est rendu possible par le maintien à chaud des électrolyseurs, en basculant (à l'échelle de quelques minutes) le fonctionnement des électrolyseurs sur un gaz inerte avec une consommation électrique de l'ordre du pourcent de la consommation nominale.

La compétition pour l'usage du talon d'électricité à fort niveau de disponibilité

La question des compétitions d'usage se pose bien sûr pour cette ressource à fort taux de disponibilité (80 TWh à 100 TWh pour une disponibilité de 70 % à 80 %). Seule une partie de ce capital sera allouée à la production de SAF.

Si le mix électrique de la prochaine décennie présente des faiblesses, cette ressource à fort taux de disponibilité pourrait être obérée par le besoin de conserver des marges de sécurité, empêchant ainsi le développement de filières industrielles qui requièrent une visibilité et une stabilité sur cette ressource. Sans surprise, la production de SAF à l'échelle du besoin nécessite un mix électrique robuste.

L'exportation de cette ressource est une alternative. En 2019, la France a exporté 84 TWh et importé 28,3 TWh, soit un solde 55,7 TWh. Ces flux ont une importance dans la stabilisation du mix européen et l'électricité exportée par la France a un impact positif sur la décarbonation du mix de nos voisins. Il y a donc un arbitrage straté-

gique entre l'exportation de cette ressource à fort taux de disponibilité et son utilisation domestique au profit de la réindustrialisation et de la production de SAF. Il est à noter que dans tous pays européens qui investiront dans la production d'hydrogène, la question de l'équilibre entre exportation directe d'électricité et consommation domestique dans la production d'hydrogène se posera et pourra avoir un impact majeur sur les volumes d'échange entre pays voisins.

Enfin, cette ressource à fort taux de disponibilité sera appelée par plusieurs secteurs économiques, mais à condition que ces derniers puissent se satisfaire d'une électricité dont la disponibilité en moyenne annuelle est inférieure à 100 %. Cette condition limite la compétition.

Face à ces choix, il convient de noter que la ressource à fort taux de disponibilité (80 TWh à 100 TWh) dans la période 2030-2040 est un capital stratégique dont l'impact peut être déterminant vis-à-vis i) des objectifs de réindustrialisation, ii) des engagements nationaux de décarbonation, notamment pour le secteur de l'aviation, et iii) des enjeux de souveraineté face aux défis économiques et géopolitiques posés par l'énergie.

Garantir qu'une partie de ce capital soit affecté à la production de SAF est le meilleur moyen pour développer un secteur industriel de grande intensité capitalistique et produisant des SAF à la hauteur du besoin pour la prochaine décennie.

Conclusion : capacités françaises pour la production d'électricité et de SAF en France dans la période 2030-2040.

La production de SAF est, au premier ordre, pilotée par la disponibilité des intrants biomasse et électricité très bas carbone. Le chapitre IV a montré que la France pouvait satisfaire ses besoins en SAF dans la prochaine décennie (de 2 à 3 Mt de SAF) à condition de mobiliser pour cette production de 6 à 7 Mt de biomasse sèche et 50 TWh.

Un mix électrique robuste du type RTE/N03 permet de dégager dans la période 2030-2040 une ressource électrique de 80 TWh à 100 TWh avec une disponibilité de 70 % à 80 % et une empreinte carbone de 20 gCO₂/kWh.



L'arbitrage sur l'utilisation de cette ressource électrique à fort taux de disponibilité et de la biomasse relève d'une politique publique et, en cohérence, de la mise en place d'instruments qui orienteront le marché.

La faible substituabilité des carburants liquides dans le secteur de l'aviation milite pour qu'une part significative des ressources de biomasse et d'électricité bas carbone soit dévolue à ce secteur. Le tableau ci-dessous illustre les arbitrages qui seraient compatibles avec les objectifs de décarbonation du secteur aérien :

Production de SAF en France e-SAF + e-bioSAF + SAF oléochimique		Electricité à disponibilité 80 % (e-bioSAF et e-SAF)			
		25 TWh	50 TWh	80 TWh	100 TWh
Biomasse ebioSAF	2.0 Mtbs	1.4 Mt	2.0 Mt	2.9 Mt	3.4 Mt
	4.0 Mtbs	1.8 Mt	2.4 Mt	3.3 Mt	3.8 Mt
	6.7 Mtbs	2.3 Mt	3.0 Mt	3.8 Mt	4.3 Mt
	8.0 Mtbs	2.6 Mt	3.2 Mt	4.0 Mt	4.6 Mt
Rappel du besoin en SAF		2030	2035	2040	
France		0.5 Mt	2 Mt	3 Mt	

Tableau 9. La comparaison entre le besoin et les quantités de SAF qu'il est possible de produire (en cumul des SAF oléochimiques, e-bioSAF et e-SAF) détermine les quantités relatives d'électricité bas carbone et de biomasse qu'il est nécessaire de réserver à la production de SAF.

L'arbitrage des ressources en biomasse et en électricité, tel qu'illustré par le tableau 7, est la condition pour atteindre les objectifs de production de SAF en passe d'être fixés au niveau européen. Il convient de rappeler que 6.7 Mtbs représentent 10 % de la bio-énergie réputée disponible en France. Par ailleurs, le volant d'électricité additionnelle à disponibilité 70 % à 80 % (de l'ordre de 80 à 100 TWh) est un produit spécifique, qui n'est pas appelé par les secteurs conventionnels qui requièrent une continuité de la fourniture électrique, limitant ainsi la compétition des usages.

Par tranche de 10 TWh consacrée à la production de SAF, la puissance installée des électrolyseurs à haute température est de 1,5 GW (cf. Chapitre 4), confirmant, comme un enjeu central d'une politique industrielle associée à la production de SAF, le déploiement en France et/ou en Europe d'une filière industrielle à l'échelle GW pour les électrolyseurs à haute température.

Au-delà de l'horizon 2040, les capacités électrogènes devront significativement augmenter pour soutenir la croissance de production de SAF et les multiples autres applications liées à la production d'hydrogène.

Économie des SAF

Introduction

La question centrale de l'économie des SAF porte sur le différentiel de coût entre le carburant SAF et le kérosène fossile.

Dans la littérature, un surcoût d'un facteur 3 à 10 est le plus souvent évoqué. De tels surcoûts peuvent devenir rédhibitoires pour un secteur aérien dont le carburant représentant 30 % des coûts opérationnels.

Il convient d'examiner en détail les hypothèses qui structurent l'évaluation des surcoûts associés aux SAF. Des éléments aussi importants que le coût des intrants ou encore la maturité des technologies selon la période considérée sont en effet rarement explicités. Ce chapitre analyse le coût des SAF dans une perspective de moyen à long terme^q. Les quantités de SAF effectivement mobilisées par le secteur aérien sont alors significatives, rendant critique l'impact des SAF sur la viabilité économique du secteur.

L'analyse des coûts tendanciels du kérosène fossile dans les prochaines décennies fournit le point de référence (paragraphe « Le kérosène fossile, référence de coût pour les SAF ») pour apprécier la pertinence économique de l'option SAF et déterminer un coût d'abattement du carbone.

Le coût des SAF dépend des technologies de production et des intrants associés. Les chapitres précédents ont montré que les technologies qui porteront la majeure part de la montée en échelle des SAF reposeront sur la voie thermochimique avec un palier de démarrage du type e-bioSAF et une transition rapide vers les e-SAF. La faisabilité d'une décarbonation complète de l'aviation repose, à moyen et long terme,

^q Le court terme est dominé par le marché bien établi de la filière HEFA ainsi que par des taux d'incorporation et des quantités mobilisées faibles. Même si la période est importante sur le plan de l'émergence des référentiels normatifs et des technologies, les enjeux économiques sont moins critiques.



sur la voie e-SAF qui est, par ailleurs, donnée dans toutes les références comme la plus onéreuse. C'est donc cette technologie qu'il convient d'évaluer sur le plan économique pour analyser la faisabilité d'un déploiement des SAF à l'échelle du besoin. Le paragraphe suivant détermine un coût de production des e-SAF et sa sensibilité en fonction des composantes qui structurent ce coût.

La sensibilité au coût de l'électricité est importante. Le paragraphe « Coût de production des e-SAF » illustre le gain économique associé à une électricité à fort taux de disponibilité telle qu'identifiée au Chapitre V pour le mix électrique français dans la fenêtre 2030 – 2040.

À partir des éléments ci-dessus, le paragraphe « Le coût d'abattement carbone des SAF » finalise l'évaluation d'un coût d'abattement des SAF, c'est-à-dire un surcoût de production rapporté aux émissions évitées. Ces coûts d'abattement sont une donnée essentielle pour l'élaboration d'une stratégie climat efficace, en permettant de hiérarchiser les actions de décarbonation et d'identifier celles susceptibles de maximiser les réductions effectives d'émissions de gaz à effet de serre, à niveau d'effort donné pour la collectivité³⁵.

Le kérosène fossile, référence de coût pour les SAF

La raison d'être des SAF est la décarbonation du transport aérien. La logique sous-jacente est donc de comparer le coût différentiel des voies SAF et fossile dans une période donnée.

La question de l'augmentation des coûts entre le kérosène fossile d'aujourd'hui et les SAF de demain est un sujet important pour l'économie du secteur aérien, car cela détermine l'évolution de la charge associée au carburant. Cependant, ce n'est pas le critère d'appréciation de la pertinence des SAF. Le prix des SAF dans 20 ans doit en effet être comparé au prix des carburants fossiles dans 20 ans.

Il est donc nécessaire de se donner une référence pour le prix d'accès au kérosène fossile sur les deux à trois prochaines décennies.

Évolution du prix du pétrole

Les énergies fossiles, pétrole en tête, alimentent 84 % des 581 EJ consommés par le monde en 2019³⁶. Ce chiffre montre l'immense défi associé à la décarbonation, quel



que soit le vecteur retenu : électrification directe où cela sera possible, conversion en combustibles liquides ou gazeux bas carbone pour le reste.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) produit des projections sur la production, la consommation et le prix du pétrole pour les années à venir. Aucune prévision ne s'est matérialisée, et souvent dans des proportions importantes. Établir le prix de référence du pétrole, principale ressource fondant nos sociétés, est un exercice en effet délicat compte tenu de la volatilité importante caractérisant le sujet.

Plusieurs facteurs expliquent la volatilité du prix du pétrole : intensivité du capital mobilisé, inertie de la production face aux changements de contexte, demande peu élastique du fait de l'absence de produit de substitution, crises de différentes natures...

Pour simplifier le sujet, il s'agira ici de dégager un prix de référence du pétrole, défini comme une grandeur tendancielle et accompagnée d'une large fourchette d'incertitude couvrant les fluctuations du prix réel sur une dynamique d'un facteur 1/2 à 2.

La figure 15 illustre l'évolution du prix du pétrole sur 150 ans avec trois grands paliers, caractérisés chacun par un prix de référence :

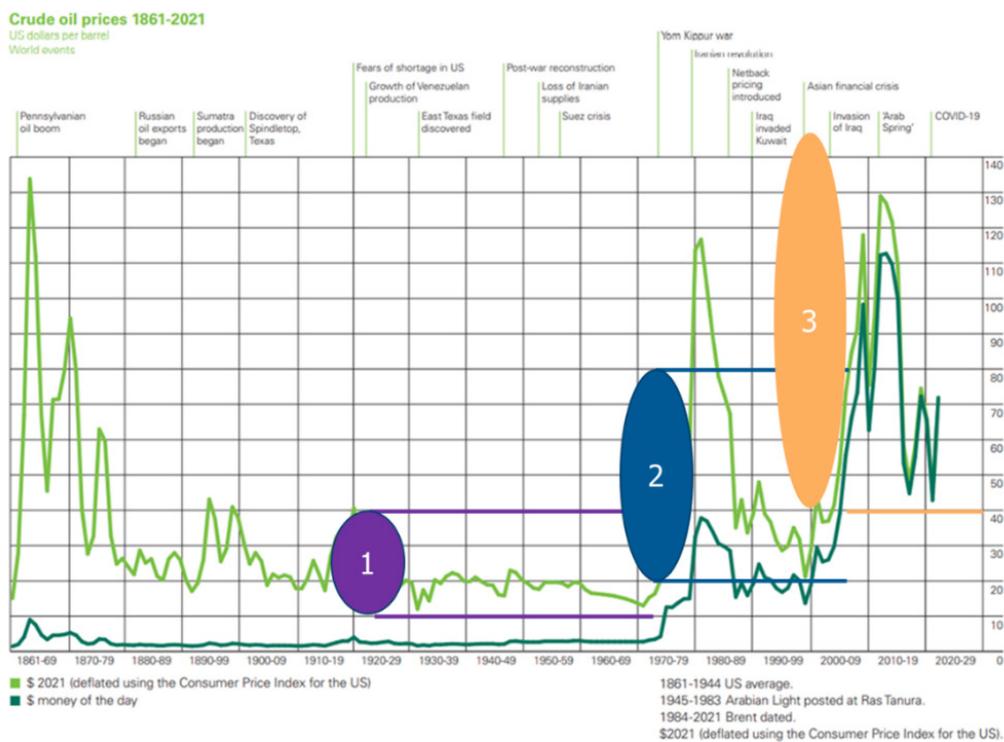


Figure 15 : Évolution du prix du pétrole depuis 1861 [36]



Après des débuts chaotiques où le pétrole était utilisé comme lubrifiant, le début du xxe siècle a consacré le rôle énergétique du pétrole.

Le palier 1, de 1928 à 1972, a bénéficié d'un prix du pétrole administré, essentiellement sur la base du prix domestique aux États-Unis (premier producteur et consommateur de pétrole) autour du prix de référence de 20 \$/baril. La volatilité était incluse dans la fourchette ½ à 2, soit 10 \$/baril à 40 \$/baril.

Le palier 2, de 1973 à 2007, est caractérisé par le pic de production des États-Unis en 1973 et par les chocs de 1972 et 1979 au Moyen-Orient. Pour ce palier, le prix de référence du pétrole s'établit à 40 \$/baril avec une volatilité comprise dans la fourchette 20 à 80 \$ (sauf en 1979-80 où la chute de la production iranienne efface 8 % de la production mondiale).

Le palier 3, de 2008 à 2020, voit l'atteinte du pic mondial de production du pétrole conventionnel en 2008 et la crise des « subprimes ». Ceci a conduit à une augmentation continue du prix du pétrole de 2002 (36 \$/baril) à 2008 (117 \$/baril, avec une pointe à 147 \$/baril). La croissance est depuis assurée par d'autres types de pétroles, au bilan CO₂ souvent moins bon et plus onéreux à extraire. Pour ce palier, le prix de référence du pétrole s'établit à 80 \$/baril avec une volatilité comprise dans la fourchette 40 à 160 \$/baril.

Le pic des ressources disponibles en pétrole, conventionnelles et non-conventionnelles, est annoncé par un nombre croissant de sociétés d'expertise avant la fin de la décennie. En conséquence, il est probable que le palier qui s'ouvre aujourd'hui conduira à un prix du pétrole supérieur à celui du palier 3.

Au-delà des crises qui ont marqué son histoire, le prix du pétrole est structurellement influencé par l'évolution de sa facilité d'extraction. Cette plus ou moins grande facilité est mesurée par le taux de retour énergétique (TRE, soit EROI en anglais pour « *energy return on investment* ») qui est le rapport de l'énergie utilisable à l'énergie investie³⁷. Le TRE historique des puits on-shore au Moyen-Orient était de 30 à 100 ; pour le pétrole de schiste, il diminue vers 5 à 10. Les TRE historiquement haut expliquent les prix du palier 1. Sur le palier 2, la nécessité de développer les champs offshore s'accompagne d'une division par 2 des TRE associés et justifie un accroissement des prix. Sur le palier 3, la progression rapide des pétroles non conventionnels (TRE <10) conditionne à la hausse le prix du pétrole.



À condition d'encapsuler la volatilité des prix dans une fourchette $\frac{1}{2}$ à 2, le prix de référence pour le pétrole est passé en trois paliers historiques de 20 \$/baril à 40 \$/baril puis 80 \$/baril.

Le prix de référence du pétrole, hors fluctuations, continuera à augmenter sur le long terme du fait notamment de la diminution continue des TRE.

Le surcoût des SAF est souvent considéré en référence à un prix de 0,5 €/l pour le kérosène fossile. Ceci est cohérent avec la figure 16 pour la période 2017 à 2021. Mais cette référence conjoncturelle ne peut pas être utilisée pour mesurer les impacts économiques et sociaux associés au remplacement des carburants fossiles. On adoptera une approche, conventionnelle, mais cohérente avec l'analyse tendancielle ci-dessus, en considérant un prix de référence du kérosène sur la période 2030-2050 à 1 €/litre (1 200 €/tep) avec une volatilité comprise dans l'intervalle 0,5 € à 2 € le litre.

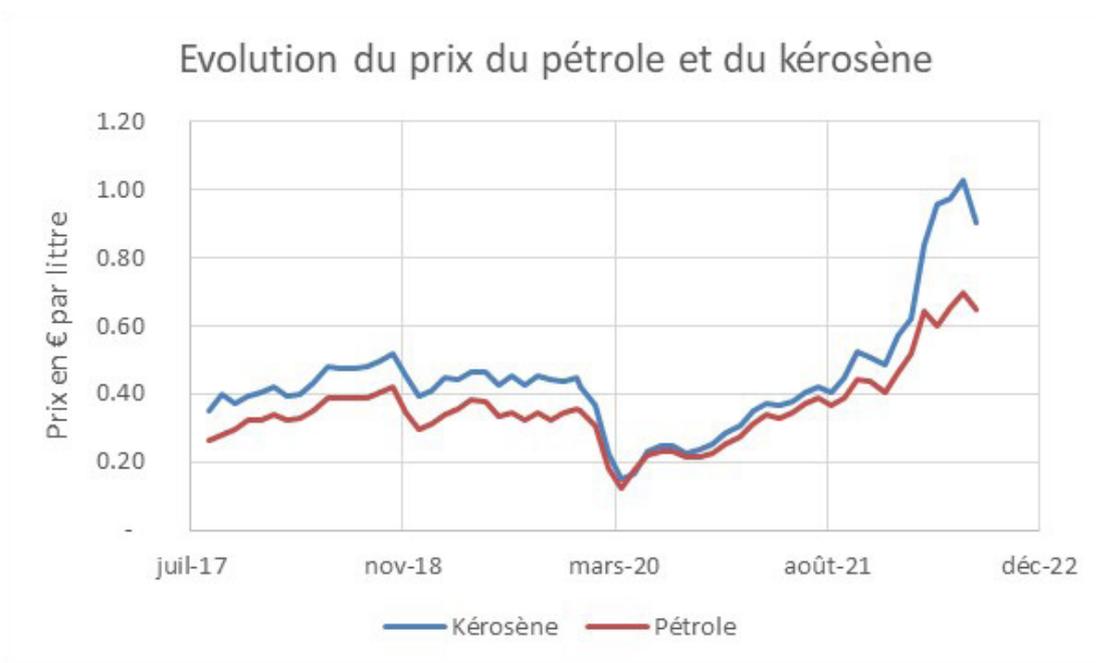


Figure 16 : Illustration des évolutions récentes du prix du pétrole et du kérosène.



La valeur carbone du kérosène fossile

Le transport aérien est exonéré de TICPE (article 265 bis du code des douanes); cela concerne les livraisons de produits pétroliers à l'avitaillement des avions commerciaux autre que les avions de tourisme.

L'exemption des taxes du kérosène sur les liaisons aériennes internationales date de la convention de Chicago (1944) qui visait à encourager le transport aérien. La disposition a été prolongée par des accords bilatéraux.

Convention relative à l'aviation civile internationale³⁸; article 24, Droits de douane

a) au cours d'un vol à destination ou en provenance du territoire d'un autre État contractant ou transitant par ce territoire, tout aéronef est temporairement admis en franchise de droits, sous réserve des règlements douaniers de cet État. Le carburant, les huiles lubrifiantes, les pièces de rechange, l'équipement habituel et les provisions de bord se trouvant dans un aéronef d'un État contractant à son arrivée sur le territoire d'un autre État contractant et s'y trouvant encore lors de son départ de ce territoire, sont exempts des droits de douane, frais de visite ou autres droits et redevances similaires imposés par l'État ou les autorités locales.

L'exemption fiscale du carburant d'aviation fait débat en Europe. S'il semble difficile de revenir sur la convention de Chicago, il est probable que les vols intra européens seront bientôt taxés. L'encadré suivant illustre l'orientation portée par la Commission européenne.

Revision of the Energy Taxation Directive (ETD): Questions and Answers 14/7/21³⁹

« Kerosene used as fuel in the aviation industry and heavy oil used in the maritime industry will no longer be fully exempt from energy taxation for intra-EU voyages in the EU. This is a crucial measure given the role of these sectors in energy consumption and pollution. Over a period of ten years, the minimum tax rates for these fuels will gradually increase while sustainable fuels for these sectors will benefit from a minimum rate of zero to foster their uptake. »

« The tax for aviation fuel will be introduced gradually before reaching the final minimum rate after a transitional period of ten years. This means that ten years after the entry into force of the new rules, kerosene used in the aviation industry to power planes for intra-EU flights would be taxed at least €10.75/GJ EU-wide, as for petrol used in road transport. To encourage the use of cleaner energy in both the aviation and maritime sectors, sustainable and alternative fuels will enjoy a zero rate minimum tax rate for a transitional period of 10 years when used for air and waterborne navigation ».



La taxe envisagée par la Commission européenne pour les vols en Europe est de 10,75 €/GJ, soit une taxe CO₂ de 114 €/tCO₂ (avec 94 gCO₂e/MJ tel que défini dans la directive RED II). Le surcoût pour le carburant serait de 0,39 €/l.

Les efforts croissants rendus nécessaires par l'adaptation de la société aux enjeux énergétiques et climatiques renforcent singulièrement les questions d'équité sociale dans la répartition des contraintes et priorités. Qu'une taxation carbone soit ou non mise en place pour le secteur aérien, l'évaluation et la comparaison des stratégies de décarbonation imposent d'associer au kérosène fossile une valeur carbone. L'intérêt stratégique du développement des SAF sera ainsi mesuré par un coût d'abattement carbone calculé à partir du prix tendanciel ci-dessus hors taxe.

S'il est impossible de prévoir l'évolution du coût du kérosène d'ici 2050, il n'est pas pour autant possible d'utiliser comme référence un kérosène à 0,5 €/l et une détaxation complète du kérosène pour juger de la valeur environnementale, économique et sociale des SAF.

L'atteinte du pic de ressources pétrolières pouvant être mises sur le marché avant la fin de la décennie et la diminution continue des taux de retour sur les investissements pétroliers justifient de prendre pour référence conventionnelle un prix du kérosène fossile à 1 € par litre pour les deux prochaines décennies.

C'est par rapport à cette base conventionnelle que la pertinence du déploiement des SAF sera évaluée par les coûts d'abattement associés.

Coût de production des e-SAF

Pour chaque composante structurant le coût de production d'un e-SAF, on définit ci-dessous un cas central autour duquel il sera possible d'analyser la sensibilité des différentes hypothèses.

Le Capex des installations produisant des e-SAF

On considère les infrastructures nécessaires à la production d'e-SAF. Le périmètre couvre les électrolyseurs, le réacteur Fischer-Tropsch, les installations d'hydrocrac-



king et de reformage, mais pas les générateurs d'électricité. Les infrastructures produisent du « diesel équivalent » dont on extrait une coupe diesel et une coupe kérosène.

Les capex sont exprimés selon les usages en €/l/an, en €/kW ou en €/(t/an). La transformation entre ces unités découle de la densité du diesel équivalent produit (0,835 kg/l), de sa valeur énergétique (44 MJ/kg) et du facteur de charge annuel (8 000 h/an). Par ailleurs, il convient de bien distinguer les valeurs de capex pour le carburant « diesel équivalent » et pour le carburant SAF dont la sélectivité sera prise égale à 60 %.

La revue de littérature⁴⁰ menée par l'association d'industriels Concawe conclut à une réduction des coûts de Capex de 8 €/en 2015 à 3 € en 2050 par litre annuel de diesel équivalent, ou encore de 9,6 G€ à 3,6 G€ par Mt annuel.

Avec une sélectivité de 60 %, ceci correspond pour la production d'une unité de SAF à une décroissance de 16 G€ à 6 G€ par Mt annuel, soit 10 k€ à 4 k€ par kW ou encore de 13 € à 5 € par litre annuel.

Dans la référence Peters et al³⁰ déjà citée pour son étude très détaillée, un capex de 3,2 € par litre annuel de diesel équivalent peut être envisagé à court terme, valeur cohérente avec la référence précédente. Avec 760 €/kW, le poids des électrolyseurs haute température dans le capex est de l'ordre de 50 %. L'agenda de recherche du partenariat européen sur l'hydrogène propre²⁹ anticipe pour 2030 un coût de 520 €/kW, soit une réduction de 32 % du capex de l'électrolyse et donc de 16 % du capex total. Des marges de progrès sont encore envisageables.

On retiendra un coût de capex, pour la production de carburant de synthèse, égale à 3 € par litre de diesel équivalent. Si l'électricité utilisée par l'installation a un facteur de disponibilité λ , par exemple 80 %, le coût du capex augmente d'un facteur $1/\lambda$.

Les intrants pour les e-SAF

Les coûts des intrants sont la principale composante des coûts opérationnels.

On retiendra pour le cas central un coût de l'électricité de 30 €/MWh. Ce point sera étayé dans un prochain paragraphe. Une fourchette de 20 € à 50 € est retenue autour du cas central.



Le deuxième intrant pour la production d'e-SAF est le CO₂.

Il peut être obtenu par extraction des effluents industriels gazeux produits par exemple par des cimenteries. Comme montré en Annexe 1, le coût énergétique d'extraction du CO₂ de ces effluents est bien plus faible^r que celui associé à l'extraction directe dans l'air (DAC).

L'utilisation de CO₂ issu d'industries polluantes pose débat en Europe. Outre des questions sur le bénéficiaire du crédit carbone, certains craignent que cette approche inhibe à terme les efforts de décarbonation de ces industries. L'extraction de CO₂ à partir de rejet industriel peut offrir des opportunités à court terme, mais l'incertitude réglementaire peut décourager les investisseurs. À ce titre, et toujours dans l'esprit d'évaluer les coûts d'une production massive de SAF à moyen et long terme, le point de référence pour mobiliser le CO₂ est la technologie DAC.

Aujourd'hui, cette technologie est déployée dans de premières unités industrielles par des sociétés comme Carbon Engineering et ClimeWorks. Les coûts annoncés pour ces premières unités dépassent 500 €/tCO₂ avec une décroissance annoncée vers 200 €/tCO₂. Dans son étude d'une installation de grande taille⁴¹, la société Carbon Engineering annonce un coût de 94 à 232 \$/tCO₂.

L'extraction de CO₂ est consommatrice essentiellement de chaleur. L'optimum est d'utiliser de la chaleur fatale. Dans un procédé intégré, le réacteur Fischer Tropsch est exothermique et permet de satisfaire les besoins en chaleur, non seulement de l'électrolyse à haute température, mais aussi de l'extraction de CO₂. Plus précisément, selon Peters et al²⁹, après avoir alimenté l'électrolyse HT, la puissance thermique résiduelle dans un procédé intégré est suffisante pour couvrir 97 % des besoins pour l'extraction de CO₂ à partir d'effluents de cimenterie et 67 % des besoins des systèmes DAC. L'annexe 1 montre que les procédés actuels de DAC consomment 15 à 20 fois plus d'énergie que ce qu'impose la limite thermodynamique. Des facteurs de progrès sont donc envisageables et on peut anticiper que la chaleur produite par le réacteur Fischer-Tropsch suffise à terme à couvrir les besoins en chaleur à la fois de l'électrolyse HT et des DAC.

^r La référence Peters et al [30] considère un coût énergétique pour l'extraction d'une tonne de CO₂ égale à (0.2 MWh électrique, 1.03 MWh thermique) pour les effluents de cimenterie et de (0.5 MWh électrique, 1.5 MWh thermique) pour les DAC.



En optimisant le couplage thermique des DAC et du réacteur associé, le coût retenu dans le cas central pour le CO₂ est de 150 €/tCO₂. Un progrès d'un facteur 2 sur le rendement d'extraction des DAC permettrait une couverture des besoins en chaleur par l'exothermicité du réacteur Fischer-Tropsch et diminuerait encore les coûts. Une fourchette de 100 € à 250 € est retenue autour du cas central.

Coût de production des e-SAF

Le coût actualisé d'un e-SAF peut être alors évalué sur la base des hypothèses suivantes :

	Cas central	Fourchette basse	Fourchette haute
Capex	3 € par litre/an (= 3,6 G€ par Mt/an de e-carburant)	2,7 €/l (Soit -10 %)	4,5 €/l (soit +50 %)
Taux d'actualisation	5 %	2 %	8 %
Amortissement	20 ans	15 ans	25 ans
Rendement Électrolyse	90 %	80 %	100 %
Charges	15 %	10 %	20 %
CO ₂	150 €/tCO ₂	100 €/tCO ₂	250 €/tCO ₂
Électricité	30 €/kWh	20 €/kWh	50 €/kWh

Les charges correspondent à la maintenance, aux frais généraux, dont les taxes et assurances et aux coûts de production divers. Le besoin en électricité est dimensionné par le rendement du procédé. Ce rendement est égal à 55 %, tel que dérivé de l'analyse de l'étude Peters et al ³⁰. Le coût du capex effectif égale celui donné dans le tableau ci-dessus divisé par la disponibilité de l'électricité prise ici à 80 %.

La production de SAF s'accompagne de la production de diesel, ainsi que d'autres coproduits tels que du CO₂ résiduel ou de l'oxygène. On néglige ici l'économie de ces coproduits. Par ailleurs, on affecte au SAF et diesel produits la même valeur, car, dans le cas contraire, la sélectivité du kérosène, prise ici à 60 %, ne pourrait pas être une valeur viable^s.

Avec les éléments ci-dessus, on peut présenter le coût de production des e-SAF sous la forme d'un diagramme de Tornado :

^s Dans la littérature, le diesel est parfois valorisé au prix du marché actuel, ce qui conduit à un surenchérissement du SAF.

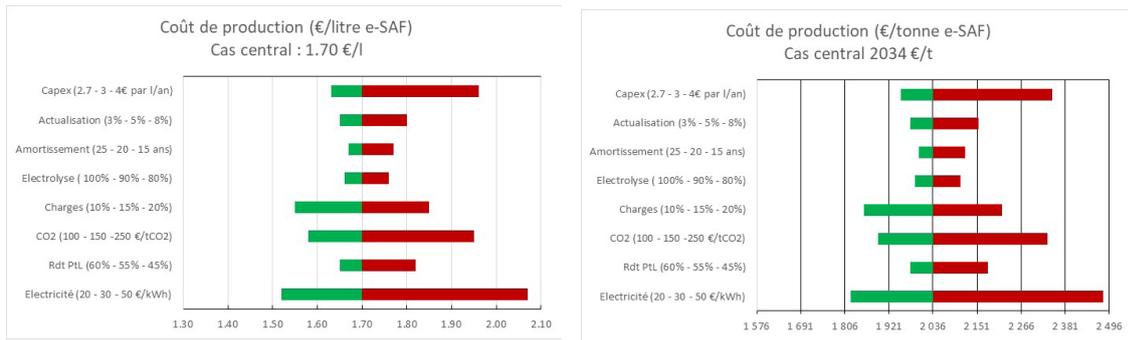


Figure 17 : Les diagrammes illustrent la sensibilité du coût de production des e-SAF vis-à-vis des différentes composantes de ce coût, en € par litre à gauche et en € par tonne à droite.

Le coût de production des e-SAF pour les paramètres du cas central est de 1,7 €/l, soit 2 034 € par tonne. La figure 17 illustre la sensibilité des différents paramètres.

Sans surprise, le premier défi est de ramener le capex à 3 €/l (soit 3,6 G€ par Mt annuel de e-carburant). Ceci suppose notamment une maturation industrielle des électrolyseurs haute température qui représente la moitié de l'investissement.

Le deuxième paramètre critique est le prix de l'électricité. Il est essentiel d'identifier les approches permettant de minimiser ce prix. En effet, toutes choses étant égales par ailleurs, chaque augmentation de l'électricité de 10 €/MWh rajoute 0,2 €/l au coût des e-carburants. Ainsi, un prix de 80 €/kWh conduit à des coûts de production des e-carburants à 2,64 €/l soit 3 160 €/tep.

Une diminution de 10 % du capex à 2,7 €/(l/an) et une réduction du coût CO₂ à 100 €/tCO₂, réduirait le coût des e-carburants à 1,5 €/l (1800 €/tep). Il est difficile d'envisager un coût pour les carburants de synthèse significativement inférieur à 1,5 €/l.

Coût de l'électricité dans la production de SAF

À l'international

La part de l'électricité dans la structure de coût des e-SAF est un terme dominant. La production d'e-SAF et d'e-bioSAF compétitif impose d'identifier une stratégie permettant de disposer d'une électricité à la fois bas carbone et bas coût. En effet, puisque



la production d'une tonne d'e-SAF requiert au moins 37 MWh, la seule contribution d'une électricité à 50 €/MWh dans le coût d'e-SAF serait déjà de 1,54 € par litre d'e-SAF. Pour espérer produire des e-SAF à moins de 2 €/l, il est nécessaire de disposer d'une électricité dont le coût est significativement inférieur à 50 €/MWh. Cet enjeu n'est pas spécifique des SAF et rentre plus généralement dans la problématique de la production d'hydrogène à bas coût.

De nombreux projets en développement reposent sur une stratégie de production de l'électricité utilisant des générateurs éoliens et/ou photovoltaïques dédiés et déployés dans des pays hôtes bénéficiant de conditions physiques favorables à cette production (Maroc, Chili, etc.). Cette approche découple la production de SAF, et plus généralement d'hydrogène, des enjeux de mix électrique alimentant le réseau des consommateurs domestiques. Les porteurs de projets peuvent alors considérer uniquement le coût actualisé de l'électricité (LCOE) sans les coûts système importants associés à la continuité de fonctionnement requise pour un mix électrique national. Des ordres de grandeur de 20 €/MWh peuvent être ainsi rapportés dans les communications publiques. Néanmoins, il convient de noter que chaque Mt d'e-SAF requiert a minima 35 TWh, soit une quantité d'énergie commensurable avec les consommations nationales des pays hôtes souvent cités. Les solutions d'importation, probablement incontournables, pourraient soulever dans la durée des questions sensibles sur les plans géostratégiques et éthiques.

L'alternative est de considérer des filières de production nationale, alternative qui fait face à de sérieuses limitations dans la plupart des pays.

Cette alternative est exclue pour la grande majorité des pays dont le mix est carboné. On a vu que pour qu'un e-SAF apporte un bénéfice significatif à la décarbonation du secteur aérien, son empreinte carbone ne doit pas être très supérieure à 20 gCO₂/kWh.

En Europe, le concept de générateurs éoliens et/ou solaires dédiés à la production d'hydrogène est envisagé afin de disposer à la fois d'un coût LCOE et d'une empreinte carbone faibles. Cependant, il convient de noter que, dans un mix moyen européen à 250 gCO₂/kWh, la même quantité de générateurs bas carbone affectée à la décarbonation du mix électrique aurait une bien meilleure efficacité en matière d'évitement carbone à coût donné.

Aux États-Unis, le US/DOE finance des programmes dans l'objectif de favoriser le développement de solutions intégrant l'énergie nucléaire et la production d'hydrogène à haute température⁴². Le US/DOE envisage une électricité à 30 \$/MWh fournie par



des centrales nucléaires qui peuvent ainsi continuer à produire en situation de faible besoin du réseau⁴³. Pour évaluer le coût de production de l'hydrogène, ces études se basent sur le coût de production de l'électricité par des centrales précises et non pas sur le prix de marché de l'électricité, intégrant les spécificités locales et notamment le fait que ces centrales sont amorties⁴⁴. Ce découplage entre le marché de l'électricité sur le réseau et le marché de la production de carburant durable est un point structurel dans la réflexion.

En France

La spécificité de la situation française, telle qu'introduite au chapitre V, repose sur un scénario impliquant une stabilité de la production nucléaire et une croissance continue des énergies éoliennes et photovoltaïques. Ce scénario est par nature transitoire et durera jusqu'à 2040.

Un tel scénario dégage pour de nouvelles applications un volant de 80 TWh à 100 TWh/an avec une garantie de disponibilité égale à 70 % à 80 %.

Le prix d'un TWh_{80 %} (électricité à 80 % de disponibilité) ne peut pas être égal au prix d'une électricité dont la fourniture est garantie à 100 %. La vente d'un produit TWh_{80 %} rentre plus généralement dans les services au réseau. Les modalités pratiques de gestion et de contractualisation d'un TWh_{80 %} peuvent être diverses, mais, traduites dans des contrats à long terme, elles résultent en un prix effectif plus bas pour une électricité à disponibilité réduite.

Le facteur de disponibilité garantie $\lambda < 100$ % détermine un produit dont la valeur économique est Π_λ exprimée en €/TWh _{λ} . Pour créer une même unité de production, un industriel mobilisera une capacité de production de capex \mathcal{K} et un volume annuel d'électricité E s'il s'alimente avec une électricité garantie à 100 %. Si le même industriel utilise une électricité à disponibilité λ , il devra mobiliser une capacité de production plus grande de capex égal à \mathcal{K}/λ . Pour cet industriel, la valeur optimale de λ

dépendra dès lors de la différence entre le coût du surinvestissement $\frac{\mathcal{K}}{\lambda} - \mathcal{K}$ et le gain sur sa facture d'électricité $E \cdot (\Pi_{100} - \Pi_\lambda)$.

Ce raisonnement illustratif est développé dans l'annexe 4 et conduit aux résultats suivants :

- le prix maximum $\Pi_{N\lambda}$ que peut accepter de payer un industriel pour une électricité à taux de disponibilité λ s'obtient en annulant la valeur actuelle nette du projet de



- surinvestissement, ce qui revient à équilibrer les décaissements liés au surinvestissement avec les gains sur le prix de l'électricité ;
- ce prix maximum $\Pi_{N\lambda}$ dépend de la valeur du capex \mathcal{K} , du volume annuel d'électricité consommé, du taux d'actualisation et du facteur de disponibilité λ ;
 - pour un industriel, la décision d'un surinvestissement initial contre la promesse d'une rentabilité garantie par la fourniture à long terme d'une électricité au prix Π_λ implique une prime de risque. Le taux d'actualisation pour le surinvestissement $\frac{\mathcal{K}}{\lambda} - \mathcal{K}$ est légitimement supérieur à celui de l'investissement principal \mathcal{K} ;
 - pour illustration, sur la base des contrats à long terme permettant de disposer d'une électricité 100 % disponible au prix de $\Pi_{100} = 50 \text{ €/MWh}_{100}$ (respectivement 80 €/MWh) avec un capex de 7,5 G€ et 35 TWh mobilisés pour la production de 1 Mt de SAF, un industriel fera usage d'une électricité dont la disponibilité λ est garantie si son prix Π_λ vérifie :

Taux d'actualisation $r=12\%$	contrat long terme 50 €/MWh	contrat long terme 80 €/MWh
disponibilité $\lambda = 100 \%$	$\Pi_\lambda = \Pi_{N\lambda} = 50 \text{ €/MWh}$	$\Pi_\lambda = \Pi_{N\lambda} = 80 \text{ €/MWh}$
disponibilité $\lambda = 80 \%$	$\Pi_\lambda \ll \Pi_{N\lambda} = 41 \text{ €/MWh}$	$\Pi_\lambda \ll \Pi_{N\lambda} = 71 \text{ €/MWh}$
disponibilité $\lambda = 70 \%$	$\Pi_\lambda \ll \Pi_{N\lambda} = 34 \text{ €/MWh}$	$\Pi_\lambda \ll \Pi_{N\lambda} = 64 \text{ €/MWh}$

Tableau 10. Variation du prix $\Pi_{N\lambda}$ de l'électricité au point de neutralité où la valeur nette du projet de surinvestissement est compensée par les gains sur le prix de l'électricité.

Pendant la période transitoire jusqu'en 2040, il s'agit de permettre le développement d'applications telles que la production de SAF et de retarder le besoin d'un accès à une électricité garantie à 100 % dont le dimensionnement répond à ce jour seulement aux besoins du réseau des consommateurs usuels et non des nouvelles activités électro-intensives. À cette fin, il est stratégique d'assurer un prix $\Pi_\lambda \ll \Pi_{N\lambda}$ suffisamment attractif pour valoriser le volant d'électricité à disponibilité limitée garantie.

L'opportunité liée à une électricité à disponibilité $\lambda < 100 \%$ est stratégique dans la période transitoire, à la fois pour aider au développement de nouveaux secteurs économiques électro-intensifs et pour donner du temps au renforcement des infrastructures électrogènes. Avec un prix de l'électricité dans les contrats à long terme de 50 €/MWh (respectivement de 80 €/MWh), un prix de l'électricité proche de 30 €/MWh (respectivement de 50 €/MWh) est envisageable avec une disponibilité garantie de 70 % à 80 %. Ceci revient à baisser le prix de l'électricité de 40 % pour une perte de disponibilité de 20 % à 30 %.

Le tableau suivant donne une illustration de l'enjeu économique qui en découle :

Installation 0.3 Mtep/an	prix électricité	Budget électricité	Capex	Coût e-SAF
Electricité 100 % disponible	50 €/MWh	0.34 G€/an	1.10 G€	2.1 €/l
Electricité 80 % disponible	30 €/MWh	0.20 G€/an	1.35 G€	1.7 €/l

Tableau 11. Illustration de la balance entre un gain sur la facture de l'électricité et un surcoût d'investissement

Au-delà de l'horizon 2040, il sera nécessaire de dimensionner le mix électrique pour accueillir de nouvelles applications de l'électricité, entre autres en lien avec la décarbonation des transports. Dans une stratégie équilibrée entre une base pilotable, hydraulique et nucléaire, et une part intermittente importante, la valorisation d'une électricité à disponibilité limitée garantie gardera sa pertinence. Elle permet à la fois d'augmenter la valeur des investissements électrogènes et d'offrir une électricité à bas coût pour les industries électrointensives pouvant gérer un facteur de charge de certains de leurs moyens de production limité à 70 % ou 80 %.

Le coût d'abattement carbone des SAF

Le prix de référence du kérosène fossile retenu pour les deux prochaines décennies est de 1 €/l, soit 1 200 €/tep. Avec une empreinte carbone de l'électricité égale à 20 gCO₂/kWh, les émissions associées à 1 litre d'e-SAF sont égales à 0,371 kgCO₂ à comparer aux 3,45 kgCO₂ émis par le kérosène fossile. Le coût d'abattement direct⁴⁵ est le surcoût de l'option SAF par rapport à la référence fossile divisé par le volume d'émission évitée par l'option SAF par rapport à la référence fossile :

$$CA(eSAF) = \frac{1.7 \text{ €} - 1.0 \text{ €}}{3.45 \text{ kgCO}_2 - 0.371 \text{ kgCO}_2} = 227 \text{ €/tCO}_2$$

Ce coût d'abattement direct monte à 324 €/tCO₂ si le coût de l'électricité (50 €/MWh) justifiait un coût des e-SAF proche de 2 €/l.

coût fossile référence :		1.00 €/litre			
Coût d'abattement direct €/tCO2		empreinte carbone électricité			
		10 gCO2/kWh	20 gCO2/kWh	50 gCO2/kWh	100 gCO2/kWh
coût e-SAF	1.55 €/litre	168	178	218	344
	1.70 €/litre	214	227	277	438
	2.00 €/litre	306	324	396	626
	2.50 €/litre	459	487	594	939

Tableau 12. Grâce à un mix décarboné et en investissant une partie du volant d'électricité additionnelle dans la production de SAF, la France peut produire des SAF dont le coût d'abattement direct est de l'ordre de 200 à 300 €/tCO2.

La notion de « coût d'abattement en budget carbone » est introduite par France Stratégie pour évaluer les stratégies à long terme du point de vue de la collectivité.

Ce coût d'abattement en budget carbone est le rapport entre les surcoûts SAF actualisés à la somme des gains de CO2 non-actualisé. Avec un taux d'actualisation

$$\text{socioéconomique } r = 4.5 \% : CA_{BC} = \frac{\sum_1^N \frac{\text{surcout}(t)}{(1+r)^t}}{\sum_1^N \text{gain } CO_2(t)}$$

L'actualisation permet de déterminer une efficacité relative des efforts de décarbonation dans différents domaines, quelle que soit la date des émissions carbone. Le coût d'abattement en budget carbone associé aux e-SAF est le suivant :

coût fossile référence		1.00 €/litre			
Coût d'abattement (€/tCO2) en budget carbone actualisé à 4.5 %		empreinte carbone électricité			
		10 gCO2/kWh	20 gCO2/kWh	50 gCO2/kWh	100 gCO2/kWh
coût e-SAF	1.55 €/litre	98	104	127	202
	1.70 €/litre	124	132	162	257
	2.00 €/litre	178	189	231	367
	2.50 €/litre	267	283	346	551

Tableau 13. Coût d'abattement des e-SAF en budget carbone, actualisé au taux socioéconomique de 4,5 %.

Le coût d'abattement en budget carbone des e-SAF peut donc être inférieur à 200 €/tCO2. Ce résultat est à comparer avec le coût de transformation des voitures thermiques en voitures électriques évalué par la Commission Criqui⁴⁶ entre 300 €/tCO2 et 400 €/tCO2. Ceci établit la pertinence de l'option e-SAF pour la société.

Éléments pour une politique publique

Les données d'entrée pour une politique publique des SAF

En 2035 et 2040, la production de SAF devra être de l'ordre de 2 Mt/an et 3 Mt/an en France. La figure 18 illustre les ressources nécessaires par million de tonne d'e-SAF :

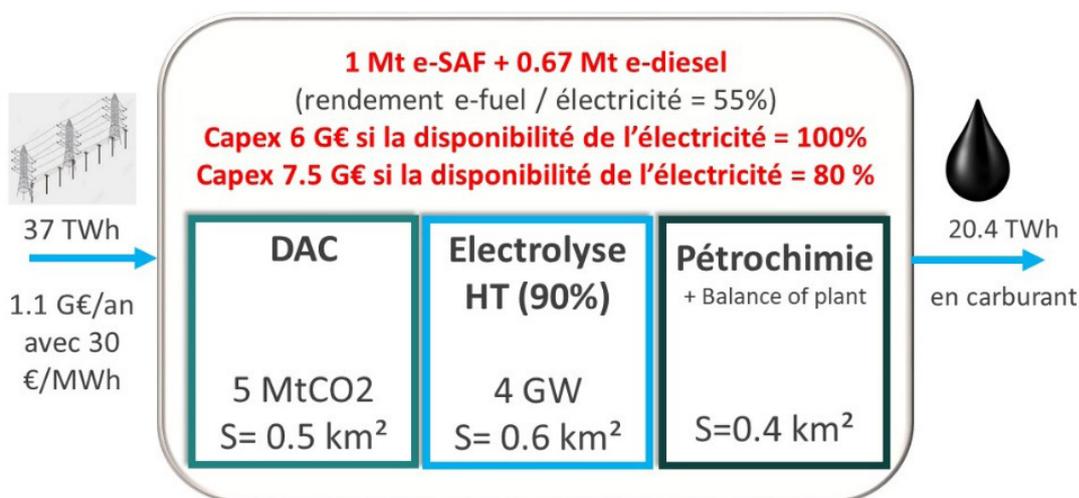


Figure 18 : Illustration des ressources mobilisées pour la production d'un million de tonne de e-SAF et de 0,67 tonne d'e-diesel.

De nombreuses conditions doivent être réunies pour permettre de tels investissements.

Il s'agit de mettre en place un secteur industriel capitalistique, intégrant des technologies innovantes et mobilisant des ressources dont il faut garantir l'approvisionnement à grande échelle. Le défi est considérable et implique l'établissement d'un marché international des SAF viable sur les plans financier, réglementaire et concurrentiel. Le



tout doit être mené sous la contrainte d'une compétition croissante pour l'accès aux ressources physiques (biomasse, électricité bas carbone). Cette montée en puissance requiert un haut niveau d'intégration, d'engagement et de coordination des acteurs publics et privés.

La production des vecteurs énergétiques nécessaires à la décarbonation va nécessiter un volume important de ressources bas carbone (hydraulique, éolien, solaire, biomasse, nucléaire) ainsi que d'autres intrants (sols, matériaux, eau...). Il devient nécessaire de planifier et maîtriser l'usage de ces ressources dans une approche nécessairement intersectorielle, multicritères^t et doté d'une vision intégrative et à long terme. Il paraît difficilement envisageable que les forces du marché puissent faire émerger à elles seules la meilleure affectation de ces ressources.

Si seul le marché prévaut, la compétition entre secteurs économiques différents se réglerait selon le « pouvoir d'achat » de ces secteurs. On peut penser que le secteur de l'aviation pourra, plus facilement que le secteur du chauffage domestique, ajuster sa courbe de « demande-prix » (c'est-à-dire sa tolérance à l'augmentation des prix) pour préempter la biomasse dont il a besoin. Ceci conduit alors à une augmentation des prix de la biomasse et à une exclusion progressive du marché pour des secteurs moins puissants économiquement. Plus précisément, le prix d'équilibre de la biomasse est alors induit par le coût d'abattement d'une technologie alternative (par exemple les carburants de synthèse) dont disposerait le secteur aérien. Ce prix d'équilibre détermine alors le ratio d'accès à la biomasse pour chaque secteur économique avec un pilotage par le secteur le plus puissant économiquement et une dépendance au coût des technologies de substitution (carburants de synthèse).

Le comportement naturel du marché évoqué ci-dessus ne va pas sans poser des questions sociales difficiles et relevant d'un arbitrage politique. L'affectation de la biomasse comme de l'électricité bas carbone entre différents secteurs économiques est un sujet central qui nécessitera des approches inclusives et non pas seulement basées sur les calculs de coûts marginaux. L'accès à la biomasse ou l'électricité bas carbone déterminé par un marché libre n'est pas nécessairement optimal pour la société ; ce sera alors le rôle de la régulation de cadrer les tensions du marché et de bâtir l'équilibre souhaité.

Compte tenu des investissements lourds nécessaires, la garantie de disponibilité, sur deux ou trois décennies, des intrants critiques (biomasse, électricité bas carbone) est une condition pour la montée en puissance industrielle des SAF. Quelle que soit la

^t Ces critères concernent *inter alia* les bénéfices environnementaux, la performance économique, la justice sociale, la substituabilité des solutions, etc.

ressource mobilisée pour la production de SAF, cette dernière est soit déjà utilisée par un ou plusieurs autres secteurs économiques, soit elle est en passe de l'être (figure 19).

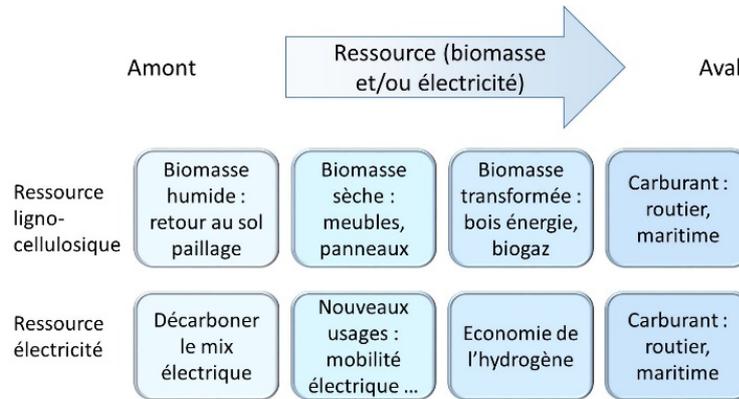


Figure 19 : Illustration des usages en compétition avec le secteur aérien, aux différentes étapes de l'utilisation de la biomasse et de l'électricité bas carbone

Les tensions économiques ou géopolitiques peuvent accélérer les conflits d'usages ou en modifier le contour. Ainsi, le conflit en Ukraine a augmenté significativement l'intérêt de la production de biogaz à partir des déchets agricoles et pourrait dans la durée compliquer l'accès à cette ressource primaire sur le territoire européen pour d'autres applications.

Principaux points et recommandations

L'étude ci-dessus illustre les défis et les incertitudes posés par la décarbonation des économies modernes. La nécessaire convergence des acteurs publics et privés vers un même objectif à long terme justifie la mise en place au plus tôt de politiques industrielles et énergétiques cohérentes et ambitieuses caractérisées par les points importants suivants :

- La décarbonation du secteur aérien, comme celle d'autres secteurs économiques, pose plusieurs défis dont le premier est d'identifier et de produire les ressources énergétiques bas carbone à la hauteur du besoin.
- Le deuxième défi porte sur la montée en échelle d'une industrie de grande taille dès 2030-2035. La cinétique de ce déploiement industriel est en effet aujourd'hui sur le chemin critique des objectifs 2050.



- Selon les objectifs de la directive européenne ReFuelEU en cours de finalisation, le besoin en carburant durable pour l'aviation serait pour 2050 de l'ordre de 30 millions de tonnes pour l'Europe et 6 millions de tonnes pour la France. Un tiers de ces besoins devra être satisfait dès 2035. L'ampleur de ces chiffres relativise les incertitudes associées, par exemple à l'évolution du trafic, et l'analyse ci-dessous ne serait pas différente si les besoins pouvaient être réduits de dix ou vingt pourcents.
- Quelles que soient les technologies envisagées, la décarbonation du secteur aérien et celle d'autres secteurs économiques, nécessitera en 2050 la production d'un volume d'énergie bas carbone comparable à la production électrique actuelle.
- Une partie de l'énergie bas carbone nécessaire à la décarbonation du secteur aérien viendra de la transformation de la biomasse. En Europe, les biomasses éligibles sont rigoureusement encadrées pour garantir leur pertinence environnementale et leur non-concurrence avec les productions destinées à l'alimentation. La voie oléochimique, utilisant par exemple les huiles usées, est en plein développement et pourra assurer quelques pourcents du besoin. La biomasse lignocellulosique prendra le relais de croissance, mais ne pourra probablement pas assurer une production de carburant au-delà de 20 % de la consommation de l'aviation. Des incertitudes pèsent sur cette ressource, tant au niveau de sa disponibilité physique et de sa collecte que du fait d'arbitrages d'usages complexes entre secteurs économiques (chauffage résidentiel et tertiaire, production de biogaz, transport maritime et aérien, etc.). Les incertitudes structurelles sur la biomasse mobilisable au profit de l'aviation pourraient décourager les investissements industriels et réduire en dessous de 20 % du besoin la part des carburants durables ainsi produits. La biomasse peut contribuer pour une vingtaine de pourcents à la production de « biokérosène » pour l'aviation, mais ceci nécessite la sécurisation d'un taux de mobilisation de la biomasse au profit du secteur aérien dans le cadre d'une politique publique rationalisant sur le long terme l'affectation de la bioénergie aux différents secteurs économiques.
- Pour décarboner significativement l'aviation, il faudra mettre en œuvre des technologies qui mobiliseront des quantités importantes d'électricité bas carbone. Il s'agit d'abord d'utiliser au mieux la biomasse disponible en doublant son rendement de transformation en biocarburant par ajout d'hydrogène. Ainsi, la production d'1 Mt de carburant durable mobilisera 3,6 Mt de biomasse sèche et



10 TWh d'électricité pour la production de cet hydrogène. Cependant la majorité du besoin en carburant durable pour l'aviation sera assurée par la production de « kérosène de synthèse » à partir d'hydrogène et de CO₂ capturé dans l'air. De manière transitoire, le CO₂ peut aussi être capté dans les rejets industriels au prix d'une performance de décarbonation deux fois moindre. La production d'1 Mt de kérosène de synthèse mobilisera alors 37 TWh d'électricité dont 85 % pour l'électrolyse, 4 à 5 GW d'électrolyseurs à haute température, 5 Mt de CO₂ et un capital de 6 à 8 milliards d'euro.

- La production de carburant durable pour l'aviation nécessite le déploiement d'infrastructures industrielles de taille importante et de haut niveau de technologie. L'obtention des performances ci-dessus passe par la maturation industrielle des technologies de l'électrolyse haute température et de la capture de CO₂ dans l'air et par une intégration optimisée de ces infrastructures. Pour que ces infrastructures et technologies soient au rendez-vous en 2050, il faut lancer dès 2030-2035 un premier palier d'industrialisation à une échelle significative : l'enjeu est donc bien de prendre rapidement, et probablement dès 2025, la décision de lancer une filière industrielle pour la production de carburant durable d'aviation sous la forme de biokérosène avec ajout d'hydrogène et de kérosène de synthèse.
- Le besoin en électricité décarbonée est considérable. À l'horizon 2050, la décarbonation du secteur aérien, mais aussi des autres secteurs de l'économie nécessitera un doublement de la production d'électricité dans les sociétés avancées et un triplement en moyenne dans le monde. Pour que le gain mesuré en coût de la tonne de CO₂ évité soit viable et justifie les investissements importants requis, il est nécessaire que cette électricité soit très décarbonée, jusqu'à 20 gCO₂/kWh, à comparer aux 36 gCO₂/kWh actuels pour la France et 275 gCO₂/kWh pour l'Europe. Grâce à son mix électrique bas carbone la France a l'opportunité de lancer dès 2030-35 une filière industrielle domestique de production de carburant durable, là où la majorité des pays devront développer des stratégies d'importation en attendant la décarbonation progressive de leur mix électrique.
- En prolongeant à 60 ans la majorité de ses réacteurs nucléaires et en maintenant une croissance soutenue de l'éolien et du photovoltaïque, la France peut disposer dans la décennie 2030-2040 d'une marge d'une centaine de TWh suffisante pour lancer une politique industrielle de production de molécules énergétiques



comme l'hydrogène et plus particulièrement la production des carburants durables pour l'aviation. Pour la période 2040-2050, il faudra viser un doublement de la puissance installée électrogène pour décarboner les différents secteurs de l'économie, dont le secteur aérien, ce qui impose de relancer dès aujourd'hui une filière de construction de réacteurs nucléaires.

- Sous ces hypothèses, il sera alors nécessaire de clarifier les arbitrages d'usage de la biomasse et de l'électricité (notamment avec les exportations) dans le cadre d'une mise en cohérence des politiques énergétiques et industrielles. Les deux piliers de ces politiques seront la mise en place d'un premier palier industriel dès 2030-35 pour la production des molécules énergétiques et une production électrique bas carbone robuste et en croissance forte. Pour la plupart des pays, ces politiques reposeront sur des stratégies d'importation soulevant des questions complexes géopolitiques, là où la France pourra développer une composante domestique performante grâce à son mix électrique décarboné.
- Dans la mesure où de telles politiques sont mises en œuvre et permettent à la fois de garantir les intrants (biomasse et électricité) et un développement industriel rapide et à l'échelle, le coût de production de carburant durable pourrait converger vers 2 €/litre soit un coût d'abattement direct du carbone proche de 300 € par tonne de CO₂. Ce coût d'abattement montre que la décarbonation de l'aviation est une option viable et souhaitable, justifiant ainsi les efforts de mise en œuvre rapide.
- Une politique publique soutenant l'émergence rapide d'un secteur des carburants durables présente plusieurs intérêts stratégiques : décarbonation effective du secteur aérien, utilisation vertueuse des périodes de surcapacité de production électrique (i.e. utilisation en continu à puissance nominale des réacteurs nucléaires), développement de l'économie de l'hydrogène et des autres molécules énergétiques, renforcement de l'indépendance énergétique, contribution importante à la réindustrialisation, amélioration de la balance commerciale, renforcement de l'économie des territoires.
- Une telle politique pourrait développer les mécanismes d'incitation et de soutien donnant des objectifs partagés aux acteurs économiques, un cadre réglementaire créant les conditions d'un marché efficace et une planification dans la durée pour la production de la biomasse et de l'électricité bas carbone tant du point de vue des quantités disponibles que des cadrages sur leur usage.



Annexes techniques

Annexe 1 : Les procédés « *Direct Air Capture* »

Annexe 2 : Sélectivité du kérosène dans un procédé Fischer-Tropsch

Annexe 3 : Rendement de conversion de la biomasse en carburant

Annexe 4 : Prix d'une électricité à disponibilité limitée garantie

Annexe 5 : Les unités

Annexe 1

Les procédés « Direct Air Capture »

Extraire le CO₂ d'un milieu implique une réduction entropique dont le coût thermodynamique est dépendant de la concentration du CO₂ dans ce milieu comme le montre l'encart ci-dessous :

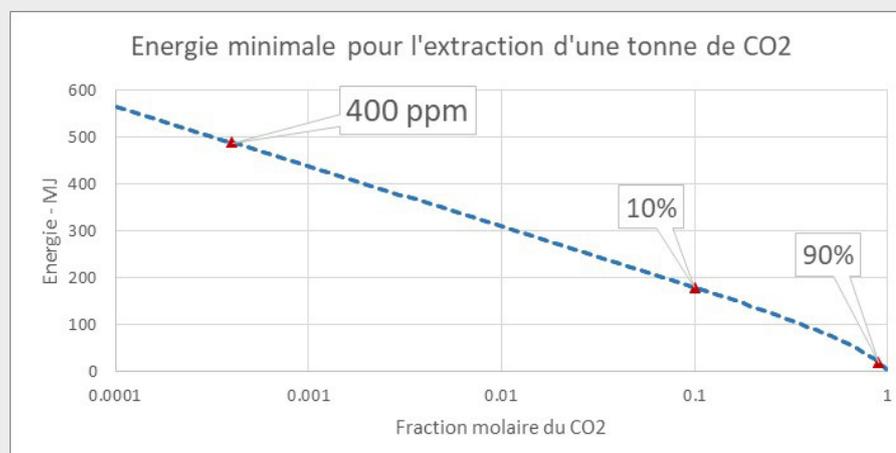
Énergie minimale pour l'extraction du CO₂ dans l'air

L'énergie minimale nécessaire pour l'extraction du CO₂ d'un gaz porteur est obtenue pour un processus supposé parfait en considérant un gaz porteur (x moles) et le CO₂ (y moles).

La concentration du CO₂ atmosphérique a dépassé $\frac{y}{x+y} = 400 \text{ ppm}$ en 2016 et croît de 2 ppm par an. On retiendra $\frac{y}{x+y} = 10\%$ pour les fumées d'une centrale à carburant fossile et $\frac{y}{x+y} = 90\% = 90\%$ pour le biogaz purifié du méthane.

À la limite réversible, l'extraction du CO₂ nécessite un apport de chaleur de Q compensant la variation d'entropie :

$$Q = T\Delta S \text{ avec } \Delta S = -xR \text{Log}\left(\frac{x}{x+y}\right) - yR \text{Log}\left(\frac{y}{x+y}\right)$$



À T= 20 °C, pour des concentrations égales à 400 ppm, 10 % et 90 %, l'énergie minimale pour extraire 1 tonne de CO₂ est respectivement 490 MJ, 180 MJ et 20 MJ. :

À ce jour, les processus technologiques présentent un rendement effectif dix fois inférieur au rendement thermodynamique : l'extraction d'une tonne de CO₂ à partir de l'atmosphère mobilisera plus de 5 GJ.



La société Carbone Engineering propose une usine de capture du CO₂ (par un cycle potassium/calcium en phase aqueuse) qui requiert 8,8 GJ par tonne de CO₂ extrait. La société Climeworks propose un procédé qui consommerait de l'ordre de 1 750 kWh thermiques et 200 kWh électriques, soit un total de 7 GJ pour 1 tCO₂ extraite.

La référence⁴⁷ évalue le coût énergétique de différents procédés d'extraction du CO₂ de l'air :

- ZSW process (absorption/electrodialysis): 430 kJ/molCO₂, soit 9,8 GJ/tCO₂;
- PARC process (absorption/electrodialysis): 300 kJ/molCO₂, soit 6,8 GJ/tCO₂ ;
- Carbon Engineering (absorption/calcination) : 10 GJ/tCO₂;
- ClimeWorks (absorption/desorption, temperature swing adsorption) : 7,1 GJ/tCO₂.

Il y a donc une convergence sur le besoin énergétique des procédés DAC à date entre 7 et 10 GJ/tCO₂. Dans les procédés industriels existants, le coût énergétique de la capture de CO₂ est essentiellement apporté sous forme de chaleur.

Les estimations de consommation énergétique sont à ce jour de l'ordre de 10 à 20 fois le coût thermodynamique, laissant entrevoir une marge significative de progrès. Par exemple, de manière plus prospective, le procédé⁴⁸ dit « Faradaic electro-swing reactive adsorption for CO₂ capture » permet d'espérer un coût énergétique de la capture égale à 3 GJ/tCO₂, soit une efficacité multipliée par 2 ou 3. Ce procédé, de TRL faible, offre l'avantage déterminant d'être peu dépendant de la concentration en CO₂.

Sélectivité du kérosène dans un procédé Fischer-Tropsch

La distribution des chaînes d'alcane de longueur C_n dans un réacteur Fischer Tropsch dépend d'un paramètre α qui désigne une probabilité de propagation des chaînes carbonées. La fraction massique d'une chaîne C_n dans la production totale est alors donnée en première approximation^u par la formule $n(1-\alpha)^2\alpha^n$. (loi d'Anderson-Schultz-Flory) :

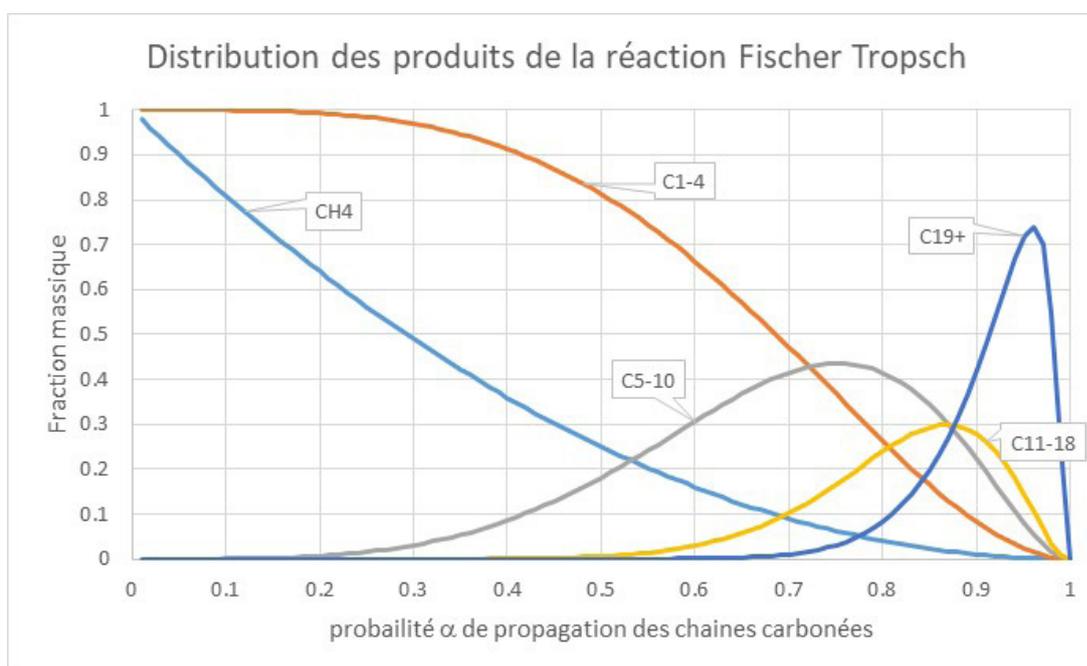
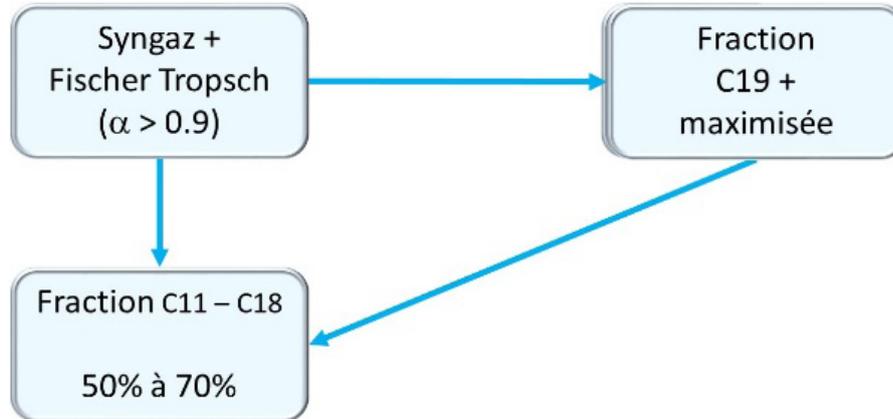


Figure 20 : Par le choix de catalyseurs, il est possible d'optimiser la distribution des chaînes d'alcane produites dans la réaction de Fischer-Tropsch

Le maximum de production directe de la fraction diesel-kérosène est de l'ordre de 30 % (pour $\alpha=0,87$). À cette valeur de α , on obtient aussi 27 % de chaînes longues (C_{19+}) qui peuvent être craquées et augmenter la part de diesel-kérosène à 40 %⁴⁹.

La figure ci-dessus montre que la sélectivité du procédé Fischer-Tropsch ne peut s'approcher de 100 % que pour les chaînes très courtes et les chaînes très longues.

^u La fraction massique d'une chaîne de longueur n est proportionnelle à sa longueur n multipliée par la probabilité d'attacher $n-1$ carbonés, soit $\alpha^{(n-1)}$ et par la probabilité de fermer la chaîne par deux hydrogènes, soit $(1-\alpha)^2$.



Exploitant ce fait, la société Shell a développé au début des années 90 le procédé SMDS⁵⁰ à deux étapes. Par le choix des catalyseurs dans le réacteur Fischer Tropsch, la première étape permet d'avoir α proche de 1 et de maximiser ainsi la production de chaînes longues. La deuxième étape optimise les mécanismes de craquage pour cibler les chaînes de longueur intermédiaire. Dès le début des années 90, le procédé a démontré sa capacité à obtenir une sélectivité de 75 % à 85 % dans la production de diesel et de kérosène, avec la possibilité de maximiser la part de kérosène dans un ratio 2 à 1, soit une production de kérosène de 50 % à 57 %. Le procédé a été déployé dans plusieurs raffineries GtL⁵¹.

Au vu des résultats déjà acquis de longue date, il est pertinent de considérer une sélectivité du kérosène dans la plage 50 % à 70 %. On retiendra une sélectivité de 60 %.

Annexe 3

Rendement de conversion de la biomasse en carburant

La composition^{52,53} de la biomasse $C_xH_yO_zN_tS_u$ est bien caractérisée dans toute sa diversité :

Tableau 3 : Composition élémentaire et formule chimique de quelques biomasses lignocellulosiques (adapté de [23]).

N°	Biomasse	Analyse élémentaire (%)					Formule chimique				
		C	H	O	N	S	x	y	z	t	u
Bois et biomasse ligneuse											
1	Bois de hêtre	46,9	6,2	45,9	0,3	0,7	3,90	6,2	2,86	0,02	0,02
2	Bois de bouleau	48,4	5,6	45,8	0,2	-	4,03	5,6	2,86	0,01	-
3	Bois dur (moyenne)	48,6	6,2	41,1	0,4	-	4,05	6,2	2,56	0,02	-
4	Bois d'épicéa	48,3	6,3	44,6	0,4	0,4	4,02	6,3	2,78	0,02	0,01
5	Bois de Subabul (Leucaena leucocephala)	48,2	5,9	45,1	0,0	-	4,01	5,9	2,81	0	-
6	Bois tendre (moyenne)	52,1	6,1	41,0	0,2	-	3,25	6,1	2,56	0,01	-
Déchets agricoles											
7	Coquille de noisette	52,3	6,5	26,8	5,2	9,2	4,35	6,5	1,67	0,37	0,28
8	Bagasse	43,8	5,8	47,1	0,4	-	3,65	5,8	2,94	0,02	-
9	Tige de maïs	43,8	5,7	48,9	0,9	0,1	3,65	5,7	3,05	0,06	0,028
10	Bagasse de canne à sucre	45,1	6,0	42,7	0,3	-	3,75	6,0	2,66	0,02	-

La composition élémentaire de certaines biomasses est inférieure à 100, à cause de la non-quantification du soufre et des minéraux.

Tableau 15 : Composition élémentaire de quelques biomasses lignocellulosiques, extrait de la référence⁵²

Pour un modèle idéalisé, on peut retenir la formule moyenne $C_6H_9O_4$.

La capacité à transformer la biomasse sèche en carburant dépend directement de la proportion massique de carbone $R_{C/bs}$ et d'hydrogène $R_{H/bs}$ dans la biomasse. Avec un modèle de biomasse donné par la formule $C_6H_9O_4$, ces proportions massiques sont $R_{C/bs} = 49,7 \%$ et $R_{H/bs} = 6,2 \%$.



Avec un ratio hydrogène/carbone de 3:2, la biomasse a un déficit d'hydrogène par rapport au carburant (ratio 2:1). L'hydrogène est le facteur limitant qui pilote donc la production du carburant par la réaction Fischer-Tropsch :



Définitions

Les grandeurs suivantes permettent de caractériser la performance d'un procédé de production de biocarburants :

Énergie chimique d'une tonne de carburant :	$\varepsilon = 11,63 \text{ MWh/tep} = 42 \text{ GJ/tep}$
Énergie chimique de la biomasse sèche (bs) :	$\varepsilon_{bs} \equiv \frac{\text{Énergie biomasse (tep)}}{\text{Masse biomasse sèche (tbs)}}$
Rendement de conversion massique :	$\rho \equiv \frac{\text{masse carburant}}{\text{masse biomasse sèche}}$
Le rendement énergétique :	$r \equiv \frac{\text{énergie carburant}}{\text{énergie biomasse sèche}} = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_{bs}} \cdot \rho$
Le rendement carbone :	$\sigma \equiv \frac{\text{Masse C / carburant}}{\text{Masse c / biomasse}} = \frac{6}{7} \frac{\rho}{R_{C/bs}}$
L'apport en hydrogène exogène :	$\mu \equiv \frac{\text{masse hydrogène exogène}}{\text{masse carburant}}$

Rendement maximum

Si 100 % du carbone est transféré de la biomasse au carburant ($\sigma=1$), on obtient le rendement de conversion massique maximum :



$$\rho_{max} \equiv \frac{\text{Masse carburant maximum}}{\text{Masse biomasse sèche}} \equiv \frac{7}{6} R_{C/bs} = 57,9 \%$$

Pour des valeurs intermédiaires du rendement carbone, par définition, le rendement de conversion massique s'écrit $\rho \equiv \sigma \cdot \rho_{max}$.

Le rendement énergétique pour un transfert parfait du carbone de la biomasse au carburant est alors : $r_{max} = 100 \%$. On en déduit l'énergie chimique maximale de la biomasse :

$$\varepsilon_{bs} = \varepsilon \cdot \rho_{max} = 0,579 \text{ tep/tbs.}$$

Dans ce modèle idéalisé, par la simple conservation des masses atomiques, le rendement énergétique est égal au rendement carbone :

$$r \equiv \frac{\text{énergie carburant}}{\text{énergie biomasse sèche}} = \frac{\varepsilon}{\varepsilon_{bs}} \cdot \rho \equiv \frac{\rho}{\rho_{max}} \equiv \sigma \equiv \frac{\text{Masse C/carburant}}{\text{Masse C/biomasse}}$$

Rendement sans apport d'hydrogène exogène

La biomasse fournit une masse d'hydrogène égale à $R_{H/bs} \cdot M_{bs}$. Les rapports de masse pour la réaction Fischer-Tropsch sont respectivement pour l'hydrogène, le carbone et le carburant : 1, 3, 7/2. La masse de carbone pouvant être transformée en carburant dans une réaction Fischer-Tropsch est donc $3 \cdot R_{H/bs} \cdot M_{bs}$ et la masse de carburant est alors $7/2 R_{H/bs} M_{bs}$.

Le rendement de conversion massique sans apport d'hydrogène est donc :

$$\rho_0 \equiv \frac{\text{Masse carburant sans apport } H_2}{\text{Masse biomasse sèche}} = \frac{7}{2} R_{H/bs} = 21,7 \%$$

$$r_0 \equiv \frac{\text{Masse carburant sans apport } H_2}{\text{Masse biomasse sèche}} = \frac{\rho_0}{\rho_{max}} = \frac{\frac{7}{2} R_{H/bs}}{\frac{7}{6} R_{C/bs}} = 37,5 \%$$

et :



$$\sigma_0 \equiv \frac{\text{Masse C/carburant}}{\text{Masse C/biomasse}} = r_0$$

Chaque tonne de biomasse sèche apporte une énergie de 0,579 tep et fournira 0,217 tep de carburant, soit un rendement de conversion énergétique de 37,5 %.

Rendement avec apport d'hydrogène

Pour obtenir un rendement énergétique compris entre r_0 et r_{\max} , il faut un apport d'hydrogène exogène.

Une masse M_{bs} de biomasse sèche permet de produire une masse $\rho \cdot M_{bs}$ de carburant avec un apport d'hydrogène exogène de $\mu \cdot \rho \cdot M_{bs}$. La production d'une masse $\rho \cdot M_{bs}$ de

carburant requiert une masse $\frac{2}{7} \rho M_{bs}$ d'hydrogène dont $\frac{2}{7} \rho_0 M_{bs}$ est apporté par la biomasse.

$$\text{On a donc } \frac{2}{7} \rho M_{bs} = \frac{2}{7} \rho_0 M_{bs} + \mu \cdot \rho \cdot M_{bs} \quad ;$$

$$\text{soit : } \mu \equiv \frac{M_{H_2\text{-exogène}}}{M_{\text{carburant}}} = \frac{2}{7} \left(1 - \frac{\rho_0}{\rho} \right)$$

$$\text{variant de 0 à } \mu_{\max} \equiv \frac{2}{7} \left(1 - \frac{\rho_0}{\rho_{\max}} \right) = 17,9 \%$$

Pour chaque valeur de la masse μ d'hydrogène additionnelle, les rendements sont :

$$\rho \equiv \frac{\text{Masse carburant}}{\text{Masse biomasse sèche}} = \frac{\rho_0}{1 - \frac{7}{2} \cdot \mu} \quad \text{et} \quad r \equiv \frac{\text{Energie carburant}}{\text{Energie biomasse sèche}} = \frac{r_0}{1 - \frac{7}{2} \cdot \mu}$$

Lorsque $\mu = 0$, on retrouve $\rho = \rho_0$ et $r = r_0$.

Lorsque $\mu = \mu_{\max} = 17,9 \%$, on retrouve $\rho = \rho_{\max} = 57,9 \%$ et $r = 100 \%$, car

$$1 - \frac{7}{2} \cdot \mu = \frac{\rho_0}{\rho_{\max}} = r_0$$



Avec un apport d'hydrogène égal à 17,9 % de la masse de carburant, chaque tonne de biomasse sèche apporte une énergie de 0,579 tep et fournira 0,579 tep de carburant, soit un rendement de conversion énergétique de 100 %.

Pour produire 1 tonne de carburant, il faudra $1/\rho$ tonnes de biomasse et μ tonnes d'hydrogène. À production de carburant donnée, l'ajout d'hydrogène permet d'économiser la biomasse :

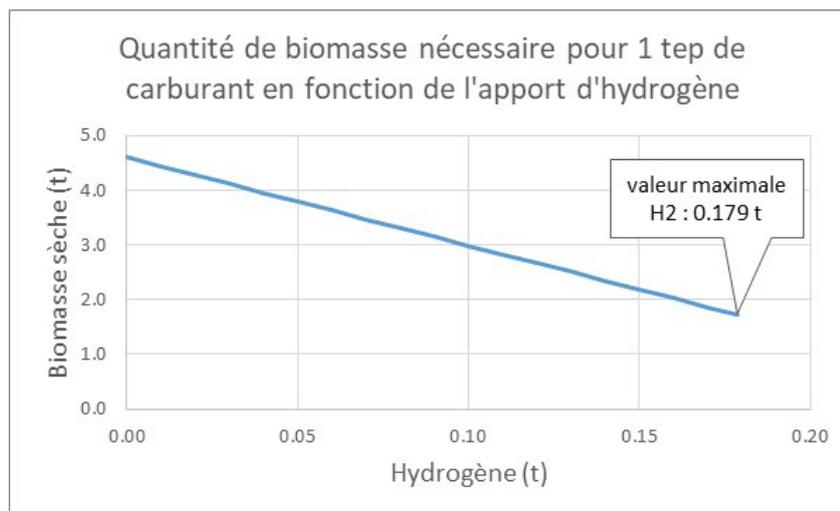


Figure 21 : La quantité de biomasse sèche nécessaire pour la production d'une tonne de carburant diminue de 4,6 tonnes à 2,2 tonnes grâce à l'ajout d'une masse d'hydrogène égale à 15 % de la masse du carburant.

Comparaison avec les données physiques

Dans le modèle idéalisé, une tonne de biomasse sèche a une valeur énergétique de 0,579 tep qui peut être convertie en carburant, sans apport H_2 , avec un rendement maximum de 37,7 %, soit 0,217 tonne de carburant.

Dans la pratique, une tonne de biomasse sèche délivre une valeur énergétique comprise entre 0,4 tep et 0,5 tep. On retiendra 0,45 tep. La conversion en carburant sans apport H_2 est souvent donnée avec un rendement maximum de 50 %, soit 0,225 tonne de carburant, in fine comparable avec la valeur du modèle idéalisé.

Même si les ordres de grandeur sont satisfaisants, il y a des différences notables entre la réalité complexe de la biomasse et le modèle idéalisé ci-dessus.



Dans le modèle idéalisé, l'apport d'une masse d'hydrogène égale à 15 % de la masse de carburant conduit à un rendement de conversion énergétique

$$r \equiv \frac{\text{Energie carburant}}{\text{Energie biomasse sèche}} = 79 \%$$

Appliqué à la valeur énergétique de la biomasse 0,579 tep/tbs, on obtient 0,45 tonne de carburant par tonne de biomasse sèche grâce à l'apport d'une masse d'hydrogène égale à 15 % de la masse du carburant produit. On retiendra cette performance pour caractériser les procédés e-bioSAF.

Prix d'une électricité à disponibilité limitée garantie

Le prix d'une électricité dont la disponibilité limitée est garantie, par exemple à une valeur $\lambda = 70 \%$, résulte de la tension entre les intérêts des fournisseurs d'électricité et des utilisateurs. Pour illustrer cette mécanique, on considère un modèle simplifié à deux acteurs.

1. Le Fournisseur est ici l'acteur qui agrège l'écosystème constitué des producteurs d'électricité, de la régulation et de la gouvernance privée et publique. Le Fournisseur a l'obligation de satisfaire les besoins du Réseau, défini comme l'ensemble des consommateurs requérant une disponibilité de 100 %. Le Fournisseur a la responsabilité des infrastructures nécessaires au respect de cette obligation.
2. L'Utilisateur représente ici une communauté d'industriels électro-intensifs, développant un nouveau secteur de l'économie. Initialement, cet Utilisateur n'est pas un consommateur du Réseau : le mix initial n'intègre donc pas dans son dimensionnement cette nouvelle activité économique. Le secteur économique adressé par l'Utilisateur requiert à terme une consommation de l'ordre de quelques dizaines de pourcents du besoin associé au Réseau.

On examine ici la construction d'un prix pour l'électricité à disponibilité λ comme résultant des tensions suivantes :

- l'Utilisateur peut être intéressé par un volume d'électricité à disponibilité λ , mais au prix d'un surinvestissement capacitaire de l'ordre de $1/\lambda$. Le compromis entre une électricité moins chère par unité de volume et un surinvestissement capacitaire déterminera son appétence pour une électricité à disponibilité λ ;
- si le prix défini par le Fournisseur pour l'électricité à disponibilité λ est trop élevé, l'Utilisateur préférera minimiser sa capacité de production en achetant son électricité sur le Réseau avec deux conséquences négatives pour le Fournisseur : d'une part, le sous-produit « électricité à disponibilité $\lambda < 100 \%$ » n'est pas valorisé, mais surtout, le niveau de demande du Réseau augmente, mettant le Fournisseur dans l'obligation d'investir sur des infrastructures lourdes.



En considérant que le coût ARENH et le coût des contrats à long terme pour les clients électro-intensifs convergent, on peut considérer que Π_{100} , le prix^v de l'électricité garantie à $\lambda=100$ %, est de l'ordre de $\Pi_{100} = 50$ €/MWh.

L'Utilisateur souhaite produire 1 Mt-SAF par an. Sa consommation électrique annuelle est de 37 MWh/tonne-SAF, soit 37 TWh.

Pour bénéficier d'un tarif attractif, l'Utilisateur s'engage dans des contrats longue durée pour l'achat d'une électricité à taux de disponibilité λ caractérisée par un prix Π_λ . Ce contrat est réputé assurer à l'Utilisateur un facteur de charge moyen pour ses infrastructures de production au moins égal à λ . Dans la pratique, les engagements précis portés par un tel contrat résultent de l'intérêt commun d'un utilisateur et d'un fournisseur donnés à valoriser ensemble une électricité à disponibilité limitée λ .

Le capex \mathcal{K} pour un tel industriel est compris entre 5 G€ et 10 G€ par Mt de SAF^w. À titre d'illustration, on pourra considérer $\mathcal{K} = 7,5$ G€/Mt-SAF.

Quelle-est alors, pour l'Utilisateur, la meilleure stratégie en termes de valeur de λ ?

Il existe un point de neutralité où le prix de l'électricité à disponibilité limitée garantie $\Pi_{N\lambda}$ est tel que l'Utilisateur expérimente la même performance économique soit en minimisant son capex au prix d'une électricité chère garantie à 100 %, soit en achetant une électricité bon marché au prix $\Pi_{N\lambda}$ au prix d'un surcoût de capex.

Pour évaluer concrètement l'influence de λ , on considère que l'Utilisateur construit ses infrastructures en N_C années et les rentabilise sur N_R années avec un taux d'actualisation r . Le capex pour une telle installation est \mathcal{K}/λ . Pour simplifier, on admet un flux de dépense annuelle constant pendant la construction et pendant l'exploitation avec un coût de maintenance M et une consommation électrique annuelle E .

Le coût de production de l'Utilisateur est alors :

v Dans cette annexe, la notion de prix ne recouvre que les coûts de production. Les coûts de transport, les taxes et autres éléments de structuration d'un prix réel ne sont pas évoqués ici.

w La fourchette basse concerne des coûts à maturité, telle qu'évaluée dans des études prospectives comme https://indigitalibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_26721.pdf. La fourchette haute concerne des projets en cours de développement tels que BioTJet.



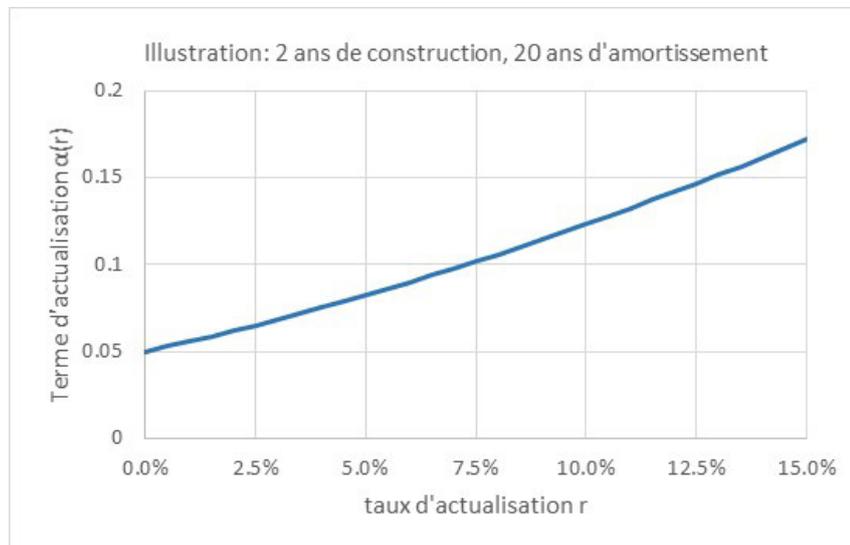
$$\text{coût de production} = \frac{\sum_{n=1}^{N_C} \mathcal{K} / \lambda N_C \frac{1}{(1+r)^n} + \sum_{n=N_C+1}^{N_R} \frac{M + E\Pi_\lambda}{(1+r)^n}}{\sum_{n=N_C+1}^{N_R} \frac{P}{(1+r)^n}} = \frac{\frac{\alpha \mathcal{K}}{\lambda} + M + E\Pi_{N\lambda}}{P}$$

Le terme d'actualisation $\alpha(r)$ intègre le taux d'actualisation et les durées de construction et d'amortissement :

$$\alpha(r) = \frac{1}{N_C} \frac{f(N_C)}{f(N_C + N_R) - f(N_C)}$$

$$\text{avec } f(N) = \frac{1 - 1/(1+r)^N}{r}$$

$$\alpha(r = 0) = 1/N_R$$



Le point de neutralité, pour lequel l'Utilisateur pourra indifféremment minimiser son capex avec un coût élevé de l'électricité ou minimiser son coût d'électricité avec un capex plus élevé est donné par :



$$\frac{\alpha \mathcal{K}}{\lambda} + M + E\Pi_{N\lambda} = \alpha \mathcal{K} + M + E\Pi_{100} \quad \text{soit: } \Pi_{N\lambda} = \Pi_{100} - \frac{\alpha \mathcal{K}}{E} \left(\frac{1}{\lambda} - 1 \right)$$

Si l'industriel accède à une électricité de disponibilité λ pour un coût $\Pi_{\lambda} > \Pi_{N\lambda}$, il est préférable pour lui de minimiser son capex (à la valeur \mathcal{K}) et d'acheter de l'électricité garantie pour un coût Π_{100} .

Si l'industriel accède à une électricité de disponibilité λ pour un coût $\Pi_{\lambda} < \Pi_{N\lambda}$, il est préférable pour lui d'acheter de l'électricité au taux de disponibilité λ , et pour cela d'assumer un capex à la valeur \mathcal{K}/λ .

Le prix $\Pi_{N\lambda}$ au point de neutralité fixe l'échelle pour la valeur d'une électricité à taux de disponibilité λ . Ce prix varie d'un secteur économique à un autre en fonction du capex et de la consommation électrique propre à chaque secteur.

La formule donnant $\Pi_{N\lambda}$ montre que :

- si la disponibilité λ est proche de 100 %, le prix $\Pi_{N\lambda}$ converge bien vers Π_{100} ;
- si la disponibilité λ décroît et devient faible, le prix $\Pi_{N\lambda}$ diminue jusqu'à s'annuler. Il faudra un prix de contractualisation Π_{λ} très faible et inférieur à $\Pi_{N\lambda}$ pour qu'un Utilisateur accepte de valoriser cette électricité. La pente de variation de $\Pi_{N\lambda}$ avec λ dépend du capex et de la consommation d'électricité ;
- si le capex \mathcal{K} augmente ou si le besoin en électricité E diminue, le prix au point de neutralité $\Pi_{N\lambda}$ diminue : le prix qu'un Utilisateur est prêt à contractualiser pour une électricité à disponibilité λ diminue.

Pour illustrer la dépendance en λ , on se donne le cas d'application suivant :

- durées de construction et d'amortissement : NC = 3 ans et NR = 20 ans ;
- le taux d'actualisation est $r = 8\%$;
- pour une production annuelle de 1 Mt de SAF, le capex est $\mathcal{K} = 7,5$ G€ et la consommation d'électricité est 35 TWh.

Pour le cas d'application ci-dessus, la dépendance en λ du prix au point de neutralité $\Pi_{N\lambda}$ est donnée par la figure ci-après pour différents capex.

Pour $\lambda = 70\%$ et un capex de 7,5 G€, le prix au point de neutralité est de 40 €/MWh.

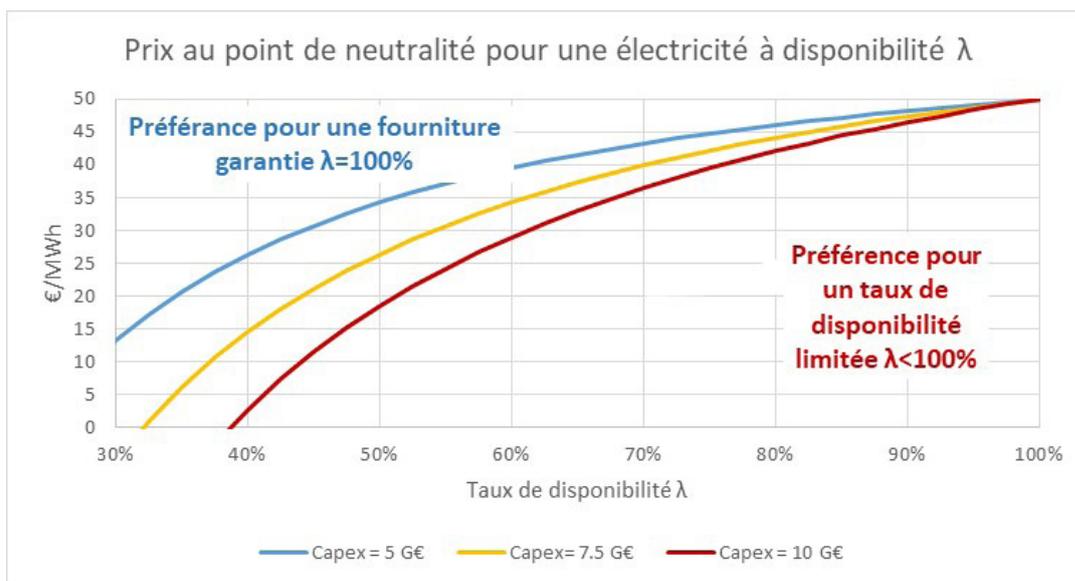


Figure 22 : Prix d'une électricité à disponibilité limitée, équilibrant les gains sur le coût de l'électricité et le surinvestissement induit.

L'intérêt stratégique du fournisseur est de retarder au maximum l'entrée de l'Utilisateur parmi les consommateurs du Réseau, car cette entrée implique mécaniquement l'accroissement des infrastructures électrogènes; un tel accroissement de capacité électrogène nécessite un délai d'une décennie et plus; il sera par ailleurs plus facile à justifier si un ou des industriels électro-intensifs ont déjà réussi à asseoir leur marché.

En conséquence, le Fournisseur doit valoriser sa production d'électricité à disponibilité λ , ce qui implique un prix Π_λ suffisamment attractif pour l'Utilisateur.

Dans le modèle rustique ci-dessus, dès que le prix Π_λ est inférieur à $\Pi_{N\lambda}$, l'Utilisateur a une préférence pour l'électricité à disponibilité λ . Mais ceci implique pour l'industriel la décision d'un surinvestissement initial contre la promesse d'une rentabilité garantie par la fourniture à long terme d'une électricité au prix Π_λ .

Une telle décision implique une prime de risque qui doit se refléter dans un prix Π_λ significativement inférieur à $\Pi_{N\lambda}$.

Dans l'illustration ci-dessus, pour un capex de 7,5 G€, le prix au point de neutralité est $\Pi_{N\lambda} = 40$ €/MWh pour $\lambda=70$ %. À production donnée (1 Mt-SAF), le surcoût d'invest-

tissement de $\frac{7.5 \text{ G€}}{70\%} - 7.5 \text{ G€} = 3.2 \text{ G€}$ est strictement compensé par la décote



de 10 €/MWh sur le prix de l'électricité (soit la différence entre $\Pi_{100} = 50$ €/MWh à $\Pi_{N70\%} = 40$ €/MWh). La valeur actuelle nette du surinvestissement est alors 0 grâce à la décote du prix de l'électricité.

On peut considérer le surinvestissement de 3,2 G€ comme un projet en soit dont il convient d'assurer une valeur actuelle nette positive (additivité des VAN). Pour traduire le risque additionnel lié à la fourniture d'électricité à disponibilité λ , le projet de surinvestissement sera évalué avec un taux d'actualisation supérieur à celui du projet d'investissement principal :

	Capex	Taux d'actualisation	Prix électricité
Stratégie 1 : Projet alimenté par une électricité garantie à 100 %	7,5 G€	$r = 8 \%$	50 €/MWh
Stratégie 2 : Projet alimenté par une électricité à disponibilité λ			
Composante principale	7,5 G€	$r = 8 \%$	$\Pi_{\lambda}(r=8 \%)$
Surinvestissement	3,2 G€	$r > 8 \%$	$\Pi_{\lambda}(r>8 \%)$

Avec un taux d'actualisation de $r > 8 \%$ pour le projet de surinvestissement, le prix maximum $\Pi_{N\lambda}$ que peut accepter de payer l'Utilisateur s'obtient en annulant la valeur actuelle nette du projet de surinvestissement, ce qui revient à équilibrer les décaissements liés au surinvestissement avec les gains sur le prix de l'électricité :

$$\text{VAN}(\text{surinvestissement}) = 0 \Rightarrow$$

$$\sum_{n=1}^{N_C} \frac{\left(\frac{1}{\lambda} - 1\right) \cdot \mathcal{K}}{N_C(1+r)^n} = \sum_{n=N_C+1}^{N_R} \frac{E \cdot (\Pi_{100} - \Pi_{N\lambda})}{(1+r)^n}$$

On retrouve bien la formule $\Pi_{N\lambda} = \Pi_{100} - \frac{\mathcal{K}}{E} \left(\frac{1}{\lambda} - 1\right) \alpha(r)$, mais le taux d'actualisation à considérer est propre au projet de surinvestissement et est supérieur à 8 %, valeur du taux d'actualisation de la composante principale du projet.

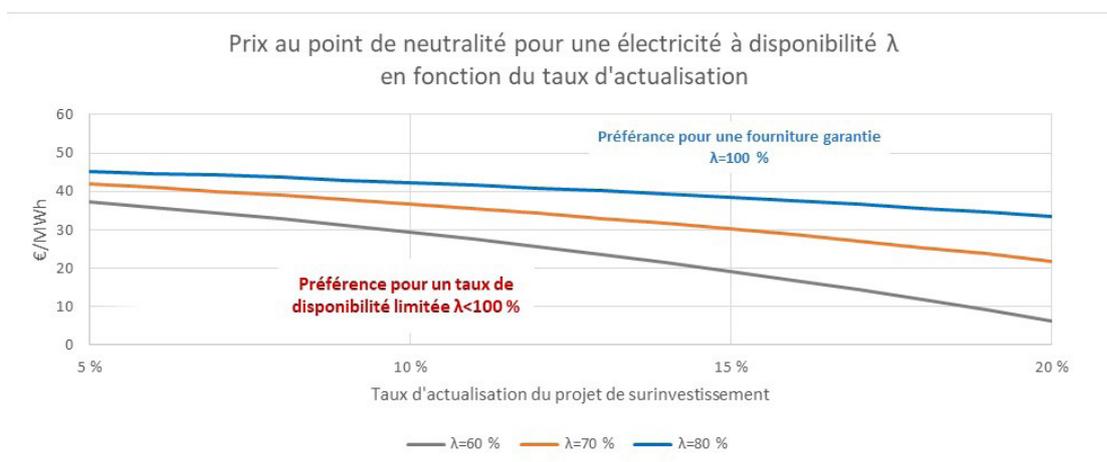


Figure 23 : Le prix d'équilibre entre les gains sur le coût de l'électricité et le surinvestissement induit diminue lorsque le taux d'actualisation retenu pour le projet de surinvestissement augmente.

Pour un taux de disponibilité de 70 %, si le risque anticipé pour le projet de surinvestissement motive un taux d'actualisation de 12 % (respectivement 15 %), le prix maximum qu'un Utilisateur acceptera de payer est de l'ordre de 34 €/MWh (respectivement 30 €/MWh).

L'offre d'électricité à disponibilité $\lambda < 100$ % est limitée en volume. Lorsque sa demande dépasse l'offre, l'Utilisateur doit rejoindre les consommateurs du Réseau, ce qui rend nécessaire une augmentation des infrastructures électrogènes. Pour la part tirée sur le mix alimentant le Réseau, l'Utilisateur assumera le prix standard des contrats à long terme $\Pi_{100} = 50$ €/kWh.

L'opportunité liée à une électricité à disponibilité $\lambda < 100$ % est donc stratégique pour gérer le transitoire, à la fois pour aider au développement de nouveaux secteurs économiques électro-intensifs et pour donner du temps au renforcement des infrastructures électrogènes.



Annexe 5

Les unités

Les calculs considérés dans ce document utilisent les unités suivantes. Certaines données peuvent varier d'une référence à une autre, comme par exemple la conversion d'une masse biomasse en bioénergie, mais ceci n'influe pas sur les ordres de grandeurs manipulés dans ce document.

- Kérosène et diesel
 - ☞ Densité 0,82

44 MJ/kg = 12,2 kWh/kg = 12,2 TWh/Mt

- Pétrole

1 tep = 1 tonne équivalent pétrole = 7,33 barils = 11,63 MWh

1 baril = 159 litres

- Unités générales

1 Mt = 10^6 t = 10^9 kg

1 EJ = 278 TWh = 10^{18} J

- Biomasse — bioénergie

1 tbs = 1 tonne de biomasse sèche

1 Mtbs = 1 million de tonnes de biomasse sèche

1 tbs fournit 0,45 tep de bioénergie



Glossaire

AIE	Agence internationale pour l'énergie
ATAG	Air Transport Action Group
ASTM	Organisme de normalisation (American society for testing material)
ATJ	Alcohol to Jet
Capex	Capital expenditure (coût d'investissement).
DAC	Direct Air Capture
ECV	Engagements pour la croissance verte
EJ	exajoule
EHT	Électrolyse à haute température
FT	Réaction Fischer-Tropsch
HEFA	Hydroproceed Ester and Fatty Acids
GES	Gaz à effet de serre (GES)
ICAO	International Civil Aviation Organization
CORSIA	Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation
IATA	International Air Transport Association
LCOE	Levelised cost of electricity
Mtbs	Million de tonne de biomasse sèche
PtL	Power to liquid
ReFuelEU	Proposition législative européenne pour une aviation durable
RED II	Directive énergies renouvelables 2018/2001
RWGS	Réaction du gaz à l'eau inverse
SAF	Sustainable Aviation Fuel
bioSAF	SAF produit à partir de la biomasse
e-bioSAF	SAF produit à partir de la biomasse et d'hydrogène d'électrolyse



e-SAF	SAF produit par synthèse à partir d'hydrogène et de CO ₂
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
SOEL	Electrolyse à oxyde solide
TICPE	Taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques
TRE	Taux de retour énergétique



Auditions et membres du groupe de travail

Personnalités auditionnées

26-01-2022 : Daphné Lorne et Jean-Philippe Héraud, IFPEN

22-02-2022 : Kristell Guizouarn, Groupe Avril

23-03-2022 : Paul Joel Derian, Groupe Avril, Président de Bionext/BioTfuel

23-03-2022 : Sandra Leymonerie Combet, Air France

27-04-2022 : Véronique Martin et Nora Susbielle, DGAC

12-05-2022 : Jean Marc Durand, Total-Energies

23-05-2022 : Sylvain Nizou, Frédéric Ducros, Julie Mouglin, CEA Grenoble

20-07-2022 : Thomas Veyrenc, Cédric Léonard, RTE

20-07-2022 : Benoît Decourt, Elyse Energy, projet BioTJet

04-10-2022 : Florence Lambert, Patrice Trochon, Pierre Capelle, GENVIA

Du fait de son mix électrique décarboné, la France est un des rares pays à pouvoir



Membres du groupe de travail

- Olivier Appert membre de l'Académie des technologies
- Jean-Pierre Chevalier membre de l'Académie des technologies
- Marc Florette membre de l'Académie des technologies
- Daniel Iracane membre de l'Académie des technologies,
- Jean-Baptiste Jarin Safran et doctorant E2S – UPPA,
- Bruno Jarry membre de l'Académie des technologies
- Michel Laroche membre de l'Académie des technologies
- Patrick Ledermann membre de l'Académie des technologies
- Frank Quatrehomme CEA
- Bernard Tardieu membre de l'Académie des technologies
- Dominique Vignon membre de l'Académie des technologies

Rédacteur : Daniel Iracane

Corédacteur pour les chapitres VI et VII : Jean-Baptiste Jarin



Bibliographie

- 1 Assemblée nationale - rapport d'information N° 4892 du 12 janvier 2022 sur l'avenir du secteur aéronautique en France (M. Jean-Luc Lagleize et Mme Sylvia Pinel) https://www.assemblee-nationale.fr/dyn/15/rapports/cion-eco/l15b4892_rapport-information#
- 2 Contribution du transport aérien aux émissions de GES du secteur des transports et aux émissions de GES totales nationales- France - 2019 portail République française « Notre environnement ». <https://www.notre-environnement.gouv.fr/donnees-et-ressources/ressources/graphiques/article/contribution-aux-emissions-de-gaz-a-effet-de-serre-du-transport-aerien-en-2016>
- 3 https://www.iata.org/contentassets/a686ff624550453e8bf0c9b3f7f0ab26/flynetzero_media-kit.pdf
- 4 Proposal for a regulation of the European Parliament and of the Council on ensuring a level playing field for sustainable air transport, juillet 2021, https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/refuelev_aviation_-_sustainable_aviationfuels.pdf
- 5 http://academie-technologies-prod.s3.amazonaws.com/2015/09/24/13/06/00/738/Biocarburents_internet.pdf
- 6 IFP énergies nouvelles : Décarbonation de l'aviation : Elyse Energy et ses partenaires lancent le projet Biotjet <https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/article/decarbonation-laviation-elyse-energy-et-ses-partenaires-lancent-projet-biotjet>
- 7 <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesresultatsdeletude>
- 8 https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2021-rapport-les_couts_dabattement_-_partie_2_transports-juin.pdf



- 9 Directive UE 2018/2001 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>
- 10 ICAO environment ; approved Conversion Processes <https://www.icao.int/environmental-protection/GFAAF/Pages/Conversion-processes.aspx>
- 11 CORSIA Sustainability Criteria for CORSIA Eligible Fuels <https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/ICAO%20document%2005%20-%20Sustainability%20Criteria%20-%20November%2020>
- 12 CORSIA default life cycle emissions values for CORSIA eligible fuels https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/CORSIA_Eligible_Fuels/ICAO%20document%2006%20-%20Default%20Life%20Cycle%20Emissions%20-%20June%202022.pdf
- 13 Déclaration de l'IATA : <https://www.iata.org/contentassets/dcd25da635cd4c3697b5d-0d8ae32e159/iata-agm-resolution-on-net-zero-carbon-emissions.pdf>
- 14 Déclaration de l'ATAG : <https://aviationbenefits.org/media/167501/atag-net-zero-2050-declaration.pdf>
- 15 Waypoint 2050, an air transport action group project <https://www.iata.org/en/iata-repository/pressroom/presentations/environment-net-zero-carbon-at-iata-agm-2021/>
- 16 https://aviationbenefits.org/media/167417/w2050_v2021_27sept_full.pdf, 2021, seconde édition
- 17 Feuille de route française pour le déploiement des biocarburants aéronautiques durables, <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Feuille%20de%20route%20fran%C3%A7aise%20pour%20le%20d%C3%A9ploiement%20des%20biocarburants%20a%C3%A9ronautiques%20durables.pdf>, janvier 2020
- 18 World energy outlook 2021 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf>
- 19 Material Economics (2021). EU Biomass Use In A Net-Zero Economy - A Course Correction for EU Biomass ; https://materialeconomics.com/material-economics-eu-biomass-use-in-a-net-zero-economy-online-version.pdf?cms_fileid=55bb9c799d736d81fdb372fa5f59013 ; l'étude, cofinancée par la Commission, concerne la zone EU27+UK.

- 20 « Sustainable biomass availability in the EU, 2050 », 2021 ; l'étude concerne la zone EU27+UK ; <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/Sustainable-Biomass-Availability-in-the-EU-Part-I-and-II-final-version.pdf>
- 21 La biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ? https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-dt_-_biomasse_agricole_-_quelles_ressources_pour_quel_potentiel_energetique_-_29-07-21.pdf, juillet 2021
- 22<?> <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2021/06/IEA-Bioenergy-Task-39-Progress-in-the-commercialisation-of-biojet-fuels-May-2021-1.pdf> et https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/refueleu_aviation_-_sustainable_aviation_fuels.pdf.
- 23 Clean Skies for Tomorrow, insight report Nov 2020, World economic forum & McKinsey https://www3.weforum.org/docs/WEF_Clean_Skies_Tomorrow_SAF_Analytics_2020.pdf
- 24 Mise en place d'une filière de biocarburants aéronautiques durables en France, 2020, <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/ECV%20-%20Mise%20en%20place%20d%27une%20fili%C3%A8re%20de%20biocarburants%20a%C3%A9ronautiques%20en%20France.pdf>
- 25 The Alcohol-to-Jet Conversion Pathway for Drop-In Biofuels: Techno-Economic Evaluation <https://chemistry-europe.onlinelibrary.wiley.com/doi/am-pdf/10.1002/cssc.201801690>
- 26 Baromètre énergies renouvelables dans les transports, <https://www.eurobserv-er.org/barometre-energies-renouvelables-dans-les-transport-2021/>
- 27 Perspectives d'évolution des biocarburants : jeux des acteurs et enjeux fonciers, OSFME 2021, <https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/OSFME-R7-Perspectives-d%C3%A9volution-des-biocarburants.pdf>
- 28 ADEME-FNB2019, <https://cartofob.ign.fr/>
- 29 Clean hydrogen joint undertaking, Strategic Research and Innovation Agenda 2021 – 2027, février 2022 ; <https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2022-02/Clean%20Hydrogen%20JU%20SRIA%20-%20approved%20by%20GB%20-%20clean%20for%20publication%20%28ID%2013246486%29.pdf>
- 30 A Techno-Economic Assessment of Fischer–Tropsch Fuels Based on Syngas from Co-Electrolysis, Ralf Peters et al, avril 2022, <https://www.mdpi.com/2227-9717/10/4/699>



- 31 Programmation pluriannuelle de l'énergie, 2019 - 2028 ; www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Synthe%CC%80se%20de%20la%20PPE.pdf
- 32 <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments#>
- 33 <https://www.economie.gouv.fr/presentation-strategie-nationale-developpement-hydrogene-decarbhone-france#>
- 34 https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-10/BP2050_rapport-complet_chapitre9_hydrogene-couplages.pdf
- 35 Les coûts d'abattement, rapport Criqui, France Stratégie janvier 2022, <https://www.vie-publique.fr/sites/default/files/rapport/pdf/283466.pdf>
- 36 BP statistical Review of World Energy, juin 2021, 70th edition, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- 37 EROI of different fuels and the implications for society, Charles A.S. Hall in *Energy Policy* 64 (2014), 141-152
- 38 Convention on International Civil Aviation, Ninth edition 2006, https://www.icao.int/publications/Documents/7300_9ed.pdf
- 39 https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3662
- 40 A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030–2050) (literature review), 2019, <https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/E-fuels-article.pdf>
- 41 A Process for Capturing CO₂ from the Atmosphere, Keith et al., *Joule* 2, 1573–1594, 2018, [https://www.cell.com/joule/pdfExtended/S2542-4351\(18\)30225-3](https://www.cell.com/joule/pdfExtended/S2542-4351(18)30225-3)
- 42 <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/doe-funding-opportunity-nuclear-coupled-hydrogen-production-and-use>
- 43 Techno-Economic Analysis of Synthetic Fuels Pathways Integrated with Light Water Reactors, Sept. 2020 <https://www.osti.gov/servlets/purl/1777981>

- 44 Estimation of the Levelized Cost of Nuclear Hydrogen Production from Light Water Reactors in the United States 2022 <https://www.mdpi.com/2227-9717/10/8/1620/pdf>, 2022
- 45 https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2021-rapport-les_coûts_dabattement-partie_1_methologie-juin_0.pdf, juin 2021
- 46 https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2021-rapport-les_coûts_dabattement-_partie_2_transports-juin.pdf
- 47 "E-FUELS» STUDY, The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU. An expertise by LBST and DENA, 11/2017 : https://en.lbst.de/wp-content/uploads/2021/03/dena_E-FUELS-STUDY_The_potential_of_electricity_based_fuels_for_low_emission_transport_in_the_EU.pdf
- 48 Faradaic electro-swing reactive adsorption for CO₂ capture, <https://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2019/ee/c9ee02412c>
- 49 Fischer-Tropsch Synthesis Catalysts as the Core of the Strategy for Obtaining Synthetic Liquid Fuels, 2011 <https://link.springer.com/content/pdf/10.1134/S0023158412060067.pdf>
- 50 Shell Middle Distillate Synthesis Process (SMDS), 1990 <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/BF00764507.pdf>
- 51 https://www.shell.com.qa/en_qa/about-us/projects-and-sites/pearl-gtl.html
- 52 A comprehensive review on the pyrolysis of lignocellulosic biomass Vaibhav Dhyani a, Thallada Bhaskar ? *Renewable energy* 129, 2018 <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0960148117303427?token=8E12642529153765361D21686168FF24A3E076D7404F3E29B5F37EF778DB0CB0DC573431712C406981BE20011D448506&originRegion=eu-west-1&originCreation=20220820072014>
- 53 Modélisation chimique détaillée de la combustion de la biomasse dans les appareils de chauffage domestique en vue de réduire leurs émissions polluantes Amal Dhahak, Janvier 2021, <https://hal.univ-lorraine.fr/tel-02130719/document>
- 54 Techno-Economic Analysis of Synthetic Fuels Pathways Integrated with Light Water Reactors, septembre 2020, https://indigitalibrary.inl.gov/sites/sti/sti/Sort_26721.pdf

Ce rapport de l'Académie des technologies aborde le grand défi immédiat des sociétés modernes : la décarbonation profonde de nos économies et, partant, de celle des carburants. Face à l'ampleur du sujet, et pour permettre une instruction concrète, le rapport traite d'un domaine précis : le secteur de l'aviation.

L'analyse proposée identifie deux défis majeurs : la disponibilité des ressources énergétiques bas carbone et le besoin d'une industrialisation rapide et de grande ampleur des nouvelles filières pour être à l'échelle du besoin à l'horizon 2050. Les analyses quantitatives développées dans ce rapport permettent de poser concrètement les termes dimensionnant ces deux défis.

Les marges de manœuvre pour répondre à ces défis dépendent des réalités locales. L'analyse des solutions et des recommandations qui en découlent sont dès lors proposées à l'échelle de l'Europe et surtout de la France.

Ce travail montre que des solutions à la décarbonation profonde du fonctionnement du secteur aérien existent à l'échelle du besoin.

Elles sont déployables efficacement en France grâce à la disponibilité d'un mix électrique décarboné. Bien sûr, le chemin qui permet la décarbonation d'un des secteurs clefs du transport impose des efforts de maîtrise technologique, industrielle et énergétique ainsi qu'un effort financier qui sont importants et structurants à moyen et long terme.

Académie des technologies
Le Ponant — Bâtiment A
19, rue Leblanc
75015 PARIS
+33(0)153854444
secretariat@academie-technologies.fr
www.academie-technologies.fr

ISBN : 979-10-97579-43-2

