

Approvisionnement en électricité des projets e-fuels et gestion du risque de contrepartie

Introduction

Les carburants de synthèse (e-fuels) sont des substituts aux carburants fossiles produits à partir d'hydrogène (H₂) bas carbone ou renouvelable et de CO₂ capté sur des sites industriels ou directement dans l'air. Ils constituent l'une des principales solutions pour la décarbonation des secteurs aérien (*via la production d'e-SAF : Sustainable Aviation Fuel*) et maritime (*via la production d'e-méthanol et d'e-méthane*), pour lesquels l'électrification sera insuffisante. Les carburants de synthèse peuvent permettre jusqu'à 90% de réduction d'émissions par rapport aux carburants fossiles, selon leurs conditions de production.

Le cadre réglementaire européen favorise le développement de ces carburants, à travers notamment la mise en place des mandats d'incorporation de carburants alternatifs pour le secteur aérien (*ReFuelEU Aviation*) et des objectifs de réduction d'intensité carbone pour le secteur maritime (*FuelEU Maritime*). Ces réglementations imposent des critères d'éligibilité stricts, relatifs à la réduction d'émissions carbone permise par ces carburants (au moins 70% de réduction par rapport à un combustible fossile de référence¹), à l'approvisionnement en électricité renouvelable et en CO₂.

Les carburants de synthèse devraient ainsi représenter ~35% de la demande énergétique du secteur aérien en Europe en 2050 tandis qu'un sous-objectif de 2% a été défini pour le secteur maritime à partir de 2034 si le secteur du transport maritime n'atteint pas une utilisation de 1 % de carburants RFNBO d'ici 2031. En France cela devrait se traduire par une demande en e-kérosène d'~2,9 Mtep dans le secteur aérien et une demande en e-méthanol et e-méthane d'~2,7 Mtep dans le secteur maritime² à l'horizon 2050.

Une quinzaine de projets e-fuels à grande échelle sont en cours de développement sur le territoire national, pour une mise en opération à partir de ~2030. Ces projets ont généralement bien progressé sur les études de faisabilité et la sécurisation du foncier. En complément, deux enjeux majeurs – indispensables à l'émergence de ces projets – sont aujourd'hui au centre de l'attention :

- D'une part l'approvisionnement en ressources (CO₂ biogénique et électricité bas carbone / renouvelable) de manière compétitive
- D'autre part, la sécurisation de l'*offtake* des projets, via notamment la conclusion d'accords d'achat de long-terme et à un niveau suffisant avec des acheteurs (compagnies aériennes, aéroports, traders, etc.). Ce second point est éminemment lié à la réglementation, que ce soit via la mise en place d'aides ou d'obligations/incitations aux consommateurs finaux.

A ce stade aucun projet français n'a pour l'instant atteint sa décision finale d'investissement (FID).

¹ 94 gCO₂eq/MJ pour les carburants destinés au transport

² [Observatoire français des e-fuels \(Sia Partners, Septembre 2024\)](#)

Sur le volet aval, plusieurs propositions visent à apporter des garanties et de la visibilité aux acteurs pour faciliter la signature de contrat, nécessaires à la concrétisation des projets de production. Parmi ces initiatives figure notamment la proposition d'achats mutualisés au niveau européen³ portée par l'organisation Transport & Environment³. Cette dernière suggère la mise en place d'une chambre de compensation qui permettrait l'achat de carburants de synthèse en grande quantité, en vue de les revendre ultérieurement aux compagnies aériennes et maritimes.

Le prix des e-fuels (sans prise en compte des bénéfices carbone) est aujourd'hui nettement supérieur à celui des carburants fossiles de référence – de l'ordre de 4 à 7 fois plus important en France, selon les technologies concernées. Toutefois, les progrès technologiques, notamment sur les électrolyseurs, pourraient réduire les coûts de production de 20 à 30% d'ici 2040. Ce différentiel s'explique en grande partie par le coût de l'électricité utilisée pour produire l'hydrogène nécessaire au procédé, qui représente plus de 50% du coût total des e-fuels. La sécurisation d'un approvisionnement en électricité renouvelable ou bas-carbone, à un prix prévisible et compétitif, constitue de fait une condition absolument nécessaire à l'émergence de la filière française des e-fuels.

Au regard de la taille des projets considérés, la mise en place de contrats d'approvisionnement en électricité renouvelable et/ou bas carbone représente des montants extrêmement importants, associés à un risque de contrepartie non négligeable. Selon les modalités, la couverture de ce risque peut entraîner une majoration importante du coût d'approvisionnement en électricité et donc du carburant final (jusqu'à 10% supplémentaire). Plusieurs catégories d'acteurs portent aujourd'hui ces projets de production d'e-fuels. Les moyens à disposition pour couvrir ce risque – et dont l'impact financier sur le projet varie selon le profil.

Le présent document détaille les enjeux rencontrés par les développeurs de projet e-fuels français sur leur stratégie d'approvisionnement en électricité et sur la couverture du risque de contrepartie associé. Alimentée par les contributions de plus de 10 acteurs de la filière représentatifs de toute la chaîne de valeur et construite avec le groupe de travail « Gaz et carburants Renouvelables » de la Plateforme Verte, la note décrypte la situation actuelle s'imposant aux acteurs et propose un certain nombre de recommandations visant à faciliter le développement de ces projets centraux pour la transition des secteurs aérien et maritime.

³ [Description du mécanisme "European Hydrogen Clearing House" \(T&E, Décembre 2024\)](#)

1. L'approvisionnement en électricité bas carbone : un facteur clé pour le développement des projets de production d'e-fuels

L'un des enjeux majeurs pour les développeurs de projets réside dans la définition d'une stratégie d'approvisionnement en électricité respectant à la fois les contraintes réglementaires définies par ReFuelEU Aviation et par la directive déléguée sur les carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO), les exigences techniques liées au fonctionnement optimal des électrolyseurs et les contraintes de coût.

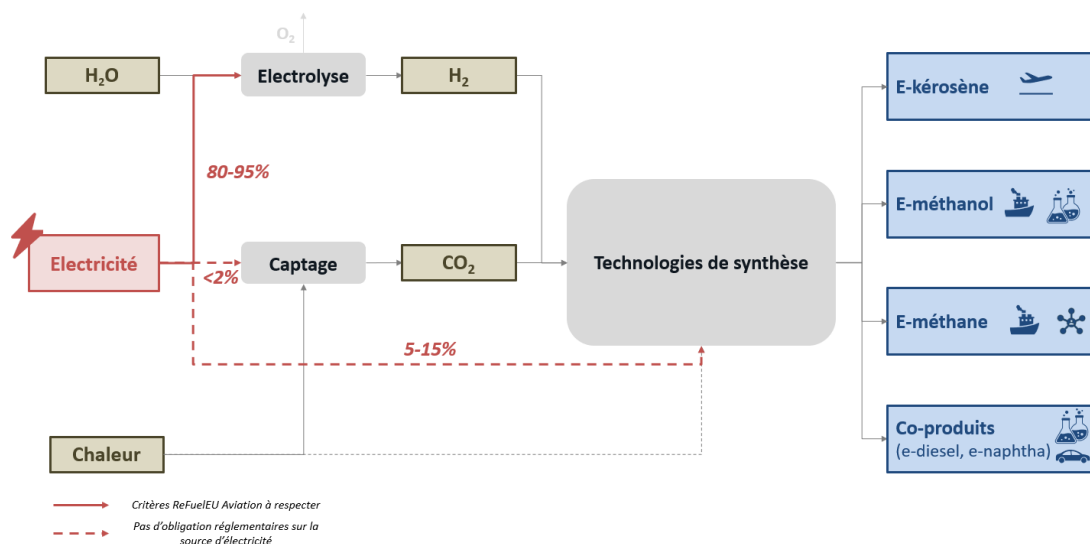


Figure 1 - Schéma de production des carburants synthétiques

- Du point de vue réglementaire, au-delà des seuils de réduction d'émissions, des contraintes spécifiques sur les conditions d'approvisionnement en électricité renouvelable pour la production d'H₂ sont imposées pour que le carburant soit reconnu comme RFNBO. Ces critères dépendent de la stratégie d'approvisionnement et sont décrits ci-dessous ⁴:

Type d'approvisionnement	Électricité provenant d'une connexion directe à une installation d'électricité renouvelable	Électricité obtenue grâce à un PPA (Power Purchase Agreement)	Électricité provenant du réseau électrique français sans PPA (< 18 gCO ₂ eq/MJ)
Critères à respecter pour un projet développé en France ⁵	Connexion directe à une installation de production d'électricité renouvelable ou production sur site	<ul style="list-style-type: none"> • Électricité renouvelable produite en France métropolitaine • Corrélation temporelle entre la production électrique renouvelable et la production d'H₂ (mensuelle jusqu'à fin 2029 puis horaire) 	Électricité consommée pendant une période de règlement des déséquilibres

⁴ Modifications de l'acte délégué pour alléger les critères des RFNBO en cours de discussion par la Commission européenne

⁵ Les projets développés en France sont exemptés du critère d'additionnalité (actif renouvelable non subventionné et mis en service au moins 36 mois avant l'installation de production e-fuel), le mix électrique français étant inférieur à 18 gCO₂eq/MJ.

- Du point de vue technique, les électrolyseurs sont des technologies sensibles aux variations fréquentes ou brutales de charge pouvant causer une dégradation irréversible de la membrane. L'intermittence naturelle des énergies renouvelables complique cet objectif de stabilité. Il est donc essentiel de maintenir un facteur de charge constant et suffisamment haut pour amortir l'investissement initial, les modèles d'affaires reposant sur un facteur de charge autour de 90%.

Pour répondre à ces contraintes, les développeurs cherchent à diversifier leurs sources d'électricité afin de maximiser la part d'hydrogène considéré RFNBO par la réglementation tout en atténuant les risques liés à l'intermittence des énergies renouvelables. En France, les développeurs misent généralement sur un mix 70 à 80% d'électricité renouvelable via des PPA spécifiques qui peuvent répondre aux critères RFNBO et 20 à 30% d'électricité d'origine nucléaire, fournie dans le cadre de contrats à long terme (CAPN) avec EDF, pour assurer une base stable et prévisible de production. Des contrats/accords de ce type ont déjà été signés pour des projets de production d'H2 renouvelable et bas carbone comme celui de Normand'Hy porté par Air Liquide ([Contrat PPA avec Unit-e](#)) ou celui de GravitHy à Fos-sur-Mer ([Lol pour un contrat CAPN avec EDF](#)). Ces besoins en électricité représentent 60 à 80% du coût final du carburant synthétique, constituant de loin le principal poste de coût de la molécule.

Au-delà de la complexité technique et réglementaire, le calendrier de développement des projets ajoute un niveau de difficulté important, notamment pour les producteurs d'électricité. En effet, les accords entre développeurs de projets et producteurs d'électricité doivent être signés au moment des études permettre une décision finale d'investissement (FID), soit plusieurs années (3+) avant la mise en service des installations. Or à ce stade d'avancement du projet, les conditions de marché sont encore très incertaines et les producteurs d'électricité sont donc réticents à s'engager sur des volumes d'électricité, figer des prix fermes à long terme et assumer un risque de marché important sur un tel horizon de temps. A l'inverse, cette difficulté d'engagement contraint les développeurs de projets e-fuels sur la visibilité de leurs coûts de production et donc sur le prix pouvant être proposés pour les molécules produites.

2. Quantification et couverture du risque de contrepartie

Les producteurs d'électricité qui s'engagent dans des contrats de vente avec des développeurs de projets e-fuels se doivent d'évaluer le risque associé et de s'assurer que ce dernier est correctement couvert afin de pouvoir s'engager. Ce risque dépend de la probabilité de défaut, du montant total en jeu et des pertes potentielles.

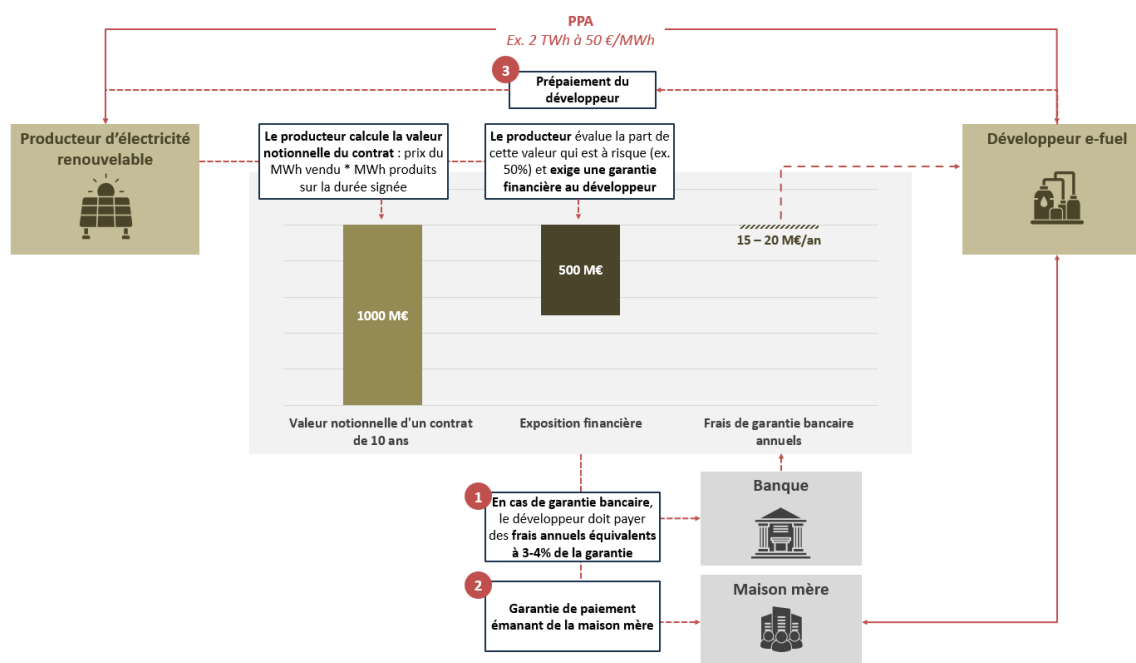
Dans le cas de tels projets, deux risques sont à distinguer :

- **Le risque de remplacement** si le client ne peut pas respecter ses obligations contractuelles et consomme pas les volumes prévus dans le contrat. Le producteur d'électricité risque alors de devoir trouver un débouché pour les volumes en question (eg : vente au prix de marché), à un prix possiblement plus faible.
- **Le risque de paiement** si le producteur de e-fuels ne paie pas le producteur d'électricité selon les conditions (montant, délai) définies dans le contrat.

Dans le cas de projets e-fuels, le principal risque est le risque de remplacement.

Un exemple théorique simplifié basé sur un projet fictif, est présenté dans le graphique ci-dessous :

Figure 2 - Types de garanties entre producteur ENR et développeur e-fuels



L'exposition financière s'évalue en repartant du **notionnel** du projet, à savoir le volume total sur lequel porte le contrat sur sa durée de vie. Sur cette base, **la part à risque** en cas de défaut de l'acheteur est quantifiée en considérant le prix auquel les volumes pourront être revalorisés si nécessaire (prix de marché, temps nécessaire à l'identification d'un autre client, etc).

Sur la base de cette quantification, de l'évaluation du profil et la solvabilité de l'acheteur (rating) ainsi que des caractéristiques du projet (en production ou en développement, sécurisation des permis, etc.) le niveau de garantie nécessaire est finalement déterminé.

Pour se prémunir contre ces risques, les producteurs d'électricité exigent ainsi des garanties financières de la part des développeurs. Trois principales options de couverture du risque sont généralement considérées :

1. La contractualisation d'une garantie bancaire par le producteur pour le compte de l'acheteur
2. La garantie maison mère, où la société mère prend en charge les obligations du développeur en cas de défaut
3. Le prépaiement/dépôt de cash où le producteur dépose un montant prédéfini sur un compte bloqué en garantie de ses obligations

Dans la pratique, la capacité d'un développeur à accéder à ces différentes solutions et la manière dont elles pourront être mises en œuvre dépend du profil de l'acteur. Si les filiales de grands groupes à forte assise financière peuvent se tourner vers des garanties maison-mère, les acteurs plus petits se tournent généralement vers les systèmes de garanties bancaires. La filière compte également plusieurs

acteurs intégrés, possédant des actifs de production ENR et développant des projets e-fuels, ouvrant la porte à des montages intra-groupes.

La couverture du risque par souscription d'une garantie bancaire représente un coût de plusieurs % par an (odg : 3 à 4%). Le surcoût engendré est intégré dans le prix de l'électricité vendue au développeur de projet, et peut atteindre 6 – 8 €/MWh pour un projet en développement. Ce surcoût se répercute mécaniquement sur le coût final de la molécule, entraînant une hausse de plusieurs points de pourcentage, étant donné le poids de l'électricité dans le coût de production.

Pour de nombreux acteurs, la couverture de ce risque impacte donc sensiblement la compétitivité du projet alors même que ces actifs sont sous forte pression pour contrôler leurs coûts de production.

3. Recommandations

Pour répondre à cet enjeu, plusieurs leviers pourraient être envisagés :

- Des mécanismes de garanties proposées par des tiers pourraient permettre de couvrir les risques de défaillance contractuelle. A l'image du mécanisme GER (Garantie de l'État pour le compte de la BPI) qui permet déjà de soutenir des contrats PPA pour des industriels français, ou des mesures proposées par la Banque Européenne d'investissement (BEI) dans la version non définitive du futur plan d'action de l'UE pour une énergie "abordable" (*Affordable energy action plan*), ce schéma permettrait d'indemniser le producteur d'électricité renouvelable en cas de défaillance du développeur. Toutefois, l'un des fondements de ces schémas tels que définis actuellement repose sur le foisonnement du risque, or cette logique n'est pas transposable telle quelle à la filière e-fuels, qui reste très spécifique et centrée sur un nombre limité de projets d'envergure. Une adaptation du mécanisme serait de fait nécessaire pour permettre une application ce secteur. L'approche pourrait permettre d'améliorer sensiblement les coûts de production de certains projets e-fuels sans impliquer de subvention directe.
- Une autre piste consisterait à mobiliser les actifs de production renouvelable actuellement sous contrat de tarif d'achat réglementé, et donc déjà partiellement dérisqués, pour les réorienter vers des contrats PPA avec des industriels, notamment des porteurs de projets e-fuels au moment requis. Cette option permettrait de faire face aux contraintes posées par les calendriers de développement des projets e-fuels mais nécessiterait une évolution réglementaire autorisant la sortie de certains actifs des dispositifs existants dans des conditions pré-définies. Un travail sur l'attractivité / incitation pour les producteurs sous tarif d'achats pourrait également être nécessaire.
- Enfin, un soutien plus explicite pour réduire les coûts de l'électricité pourrait être envisagé pour ce type de projet électro-intensif, à travers des subventions publiques ou des contrats pour différence (CfD) sur le prix de l'électricité ou sur le prix de la molécule finale.

De manière générale, toute action permettant d'augmenter les volumes d'électricité renouvelable disponibles et d'en abaisser le coût contribuent également à l'objectif recherché.

Si la couverture du risque de contrepartie représente un enjeu pour les développeurs de projet, il convient de rappeler qu'il s'agit d'un enjeu de second ordre par rapport à plusieurs autres problématiques précédemment mentionnées (dont la sécurisation de l'approvisionnement en électricité ou l'émergence de conditions de marché favorables à la conclusion de contrats de vente de

molécules à des conditions satisfaisantes). Les pistes évoquées doivent ainsi nécessairement s'accompagner, voir être précédées, de mesures plus générales visant à soutenir la filière française des e-fuels.

Cette question devient toutefois de plus en plus concrète pour les acteurs alors que le développement des premiers projets sur le territoire continue d'avancer. **La mise en place de mécanismes visant à faciliter l'approvisionnement en électricité des projets et couvrir le risque associé pourraient constituer des actions efficaces pour améliorer la compétitivité des projets associés.**