



Méthode de détermination des réductions des émissions de gaz à effet de serre (GES) imputables aux carburants bas carbone

Avis du CEA

Date d'émission : octobre 2024

Résumé

La présentation de l'acte délégué définissant une méthodologie de quantification de la réduction des émissions de gaz à effet de serre permise par les carburants bas carbone, nécessaire aux acteurs économiques (recherche et industrie) concernés par cette thématique, est la bienvenue.

Le CEA souhaiterait formuler trois grandes remarques (détaillées dans la position complète), lesquelles appellent – même au-delà des choix qui relèvent de considérations politiques (remarques 1 et 2) – à réviser ce projet d'acte délégué sur certains éléments de fond (failles méthodologiques décrites dans la remarque 3).

1. Tout d'abord, le choix dans la directive (EU) 2024/1788 de considérer les émissions évitées par les carburants bas carbone plutôt que les émissions de ces carburants bas carbone induit une complexité et des risques d'écart liés aux scénarios contrefactuels (c'est-à-dire de l'estimation des émissions de ce que les carburants bas carbone remplacent). Ainsi, cela contraint l'acte délégué à adopter une approche « conséquentielle » plutôt qu'une approche « attributionnelle », ce qui constitue un exercice inutilement complexe et risqué.

2. Ensuite, le choix de reporter à 2028 une éventuelle décision concernant la possibilité de lier une production d'électricité bas carbone à une production de carburants bas carbone par des contrats de gré-à-gré (PPA) avec un pas temps horaire constitue une différence de traitement injustifiée par rapport aux carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO), lesquels bénéficient d'ores et déjà de cette possibilité. Cela enfreint le principe de neutralité technologique.

3. Enfin, différentes failles méthodologiques – dont certaines sont graves – déconnectent les estimations de l'intensité carbone des carburants de la réalité de ces émissions. C'est particulièrement le cas des règles d'imputation de l'intensité d'émission de gaz à effet de serre de l'électricité aux carburants bas carbone (point A.6.b de l'annexe). En s'appuyant sur le nombre d'heure de marginalité de la production électrique renouvelable et nucléaire à l'année n-1 pour déterminer l'intensité carbone des carburants produits à l'année n, ces règles ne reposent sur aucune réalité physique. Dans une moindre mesure, le choix d'exclure les émissions des équipements du calcul de l'empreinte carbone constitue une autre faille méthodologique.

Le CEA salue la publication par la Commission européenne de l'acte délégué définissant la méthode de calcul des émissions de gaz à effet de serre évitées par les carburants bas carbone. Un certain nombre d'éléments apparaissent cependant devoir être apportés pour consolider ce texte de manière à ce qu'il

contribue réellement à l'atteinte des objectifs climatiques de l'Union européenne (ie, qu'il ne permette pas de qualifier de « bas carbone » des carburants dont la production ne le serait de fait pas) tout en optimisant le potentiel du dihydrogène au service de la décarbonation.

1. Remarques sur l'acte délégué

De manière générale, le choix d'étudier les émissions évitées par les carburants bas carbone – plutôt que les émissions de ces derniers sur le cycle de vie – est complexe et risqué. Les résultats de ces calculs sont fortement dépendants d'hypothèses difficiles à définir. Se limiter à attribuer une intensité carbone sur le cycle de vie aux carburants bas carbone (analyse de cycle de vie « attributionnelle ») permettrait de définir une méthodologie bien plus robuste – traduisant donc au plus juste l'impact climatique – que de chercher à estimer les émissions évitées (analyse de cycle de vie « conséquentielle »). Le problème soulevé par une approche conséquentielle plutôt qu'attributionnelle remonte cependant à la directive (EU) 2024/1788, laquelle définit un seuil de réduction d'émission (de 70% par rapport à un combustible fossile de référence) pour considérer un carburant comme bas carbone plutôt qu'un seuil d'émission, ce qui aurait été à la fois plus simple et plus robuste. Cette question devrait être posée lors de la prochaine révision de la directive.

En outre, le report à 2028 d'une étude visant à proposer une méthode permettant de sourcer de l'électricité bas carbone, notamment d'origine nucléaire, ne se justifie pas (article 3). Cela constitue un déséquilibre de traitement avec les carburants renouvelables d'origine non biologique, donc une rupture du principe de neutralité technologique, qui pénalisera le développement du dihydrogène bas carbone et des molécules dérivées. L'importance du principe de neutralité technologique a été rappelée par la Présidente de la Commission européenne Ursula von der Leyen dans la lettre de mission au Commissaire désigné à l'énergie et au logement D. Jørgensen. Les critères permettant de qualifier des carburants renouvelables et bas carbone devraient être les mêmes. À ce titre, les outils contractuels à disposition des porteurs de projets pour relier une production électrique bas carbone à une production de carburants bas carbone devraient être identiques dès à présent, notamment les contrats de gré-à-gré (PPA).

2. Remarques sur l'annexe à l'acte délégué

Dans la partie A.1, le choix de ne pas tenir compte des émissions liées à la production des équipements, s'il est homogène avec le traitement réservé aux carburants renouvelables d'origine non biologique (RFNBO), constitue une faille de la méthode de calcul présentée. La détermination de l'intensité carbone sur le cycle de vie des carburants bas carbone doit intégrer l'ensemble des étapes du cycle de vie, à la fois dans l'acte délégué sur les RFNBO comme celui en consultation sur les carburants bas carbone. Dans le cas contraire, les émissions calculées sont faussées, ce qui peut conduire à considérer comme « bas carbone » des carburants qui ne le seraient pas, ou à considérer qu'un carburant plus carboné qu'un autre dans la réalité du fait des émissions liées aux équipements le serait moins selon cette méthodologie. Enfin, d'un point de vue pédagogique, considérer comme « zéro carbone » certaines énergies du fait de l'absence de prise en compte des émissions des équipements relève d'un choix qui apparaît discutable au regard de l'objectif de neutralité carbone. Notons enfin que la norme ISO19870 requiert la fourniture des émissions du scope 3, c'est-à-dire intégrant les émissions des équipements. Dans les actes délégués sur les RFNBO et sur les carburants

bas carbone, cette faille concerne principalement l'empreinte carbone des équipements de production d'électricité, et les équipements de production de carburants bas carbone à partir de cette électricité (notamment les électrolyseurs).

Au point A.5, comme nous l'avons expliqué, le choix de considérer que l'électricité renouvelable a des émissions nulles fragilise cette méthode de calcul en introduisant une faille arbitraire dans le calcul d'émissions sur le cycle de vie. Les émissions liées aux équipements ne peuvent ni ne doivent être négligées, qu'il s'agisse des capacités de production d'électricité renouvelables ou bas carbone.

Au point A.6, la méthodologie présentée au (b) mélange différents concepts et ne permet en aucun cas de déterminer, ni d'estimer même grossièrement, l'intensité carbone de l'électricité qui sera employée pour produire des carburants de synthèse. Cette méthode – également employée dans l'acte délégué RFNBO – doit impérativement être abandonnée dans les deux actes délégués.

Tout d'abord, d'une année sur l'autre, la structure du bouquet de production électrique et des capacités marginales peut changer significativement, en fonction de la disponibilité des différentes capacités de production, des conditions météorologiques et de température, de l'économie du pays et des ouvertures et fermetures de capacités électrogènes. À titre illustratif, considérons un hiver doux à l'année n , suivi d'un hiver froid à l'année $n+1$. Toutes choses égales par ailleurs, le nombre d'heures de marginalité des capacités renouvelables et nucléaires sera supérieur à l'année n qu'à l'année $n+1$, du fait d'une demande accrue à l'année $n+1$. Le nombre d'heures de marginalité des capacités renouvelables et nucléaires une année n indique donc pas le nombre d'heures pendant lesquels ces capacités seront marginales l'année suivante.

Ensuite, le nombre d'heures de marginalité des capacités renouvelables et nucléaires dans une année n n'est pas corrélé au fait que la production de carburants intervienne effectivement durant ces heures. Pour diverses raisons (date de mise en service des électrolyseurs, périodes de maintenance...) rien ne garantit qu'un électrolyseur produira par défaut aux heures auxquelles l'intensité carbone du bouquet électrique est la plus faible (même si les signaux de marché donnent une incitation en ce sens). La méthode explicitée au point A.6.b ne donne ainsi aucune garantie en matière d'intensité carbone de l'électricité effectivement consommée par les électrolyseurs.

Enfin, la valeur par défaut (183 gCO₂eq/MJ) lorsque les conditions exposées ne sont pas respectées apparaît arbitraire et ne relever d'aucune réalité physique relative au système électrique. Notons que cette valeur par défaut (équivalente à 654 gCO₂eq/kWh_e) est significativement inférieure aux émissions de centrales à charbon, comparable aux émissions de turbines à gaz et inférieure aux émissions moyennes de certains bouquets électriques nationaux. Pour les États dont le bouquet électrique dépend de moyens de production fortement carbonés, cette valeur par défaut pourra ainsi servir à sous-estimer l'intensité carbone de carburants de synthèse, par rapport aux options exposées au (a) et au (c).

Au point A.7, le CEA s'étonne du fait que la base de données EF 3.1 mise en place par la Commission ne soit pas considérée comme la source de données à utiliser en priorité.

Dans l'annexe, au tableau 6 de la partie C, l'intensité carbone de l'électricité française apparaît particulièrement élevée par rapport à la réalité. Pour 2023, le bilan électrique de RTE indique une intensité carbone de 32 gCO₂eq/kWh (soit 8,9 gCO₂eq/MJ) et même pour 2022, année de référence dans l'acte délégué et à laquelle l'intensité carbone du bouquet électrique français était pénalisée par



l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire, l'intensité carbone s'élevait à 63 gCO₂eq/kWh (soit 18 gCO₂eq/MJ). Même en considérant les différences de méthodologies de calcul, ces valeurs apparaissent significativement inférieures à la valeur de 23,8 gCO₂eq/MJ présente dans le tableau 6. Il est probable que cet écart s'explique par une différence de périmètre, si la Commission a considéré les territoires d'outre-mer dans le calcul de l'intensité carbone de l'électricité des États membres. Si tel est le cas (l'acte délégué ne le précise pas), ce choix devrait être revu pour passer à une approche par zone de marché (c'est-à-dire dans le cas de la France : France métropolitaine) car les territoires d'outre-mer n'étant pas interconnectés avec la métropole, une production de dihydrogène en métropole n'a pas le potentiel d'entraîner une augmentation des émissions de gaz à effet de serre dans ces territoires.